

УДК 621.4

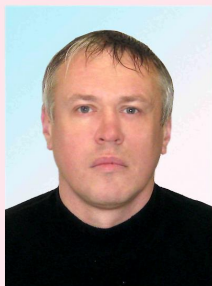
ББК 65.305.142(4Бел)

© Ковалёв И.Л., Ковалёв Л.И.

Экономические реалии и проблемы развития малой энергетики в Республике Беларусь

В статье проанализирована эффективность и экономическая целесообразность использования автономного энергоснабжения на примере ряда когенерационных установок, уже эксплуатируемых на промышленных и коммунальных предприятиях Республики Беларусь. Внимание уделено также некоторым важным особенностям энергетики страны, в частности проблеме перекрестного субсидирования и тарификации в энергетическом комплексе. Приведены и подвергнуты достаточно подробному анализу результаты и основные экономические показатели эксплуатации ряда мини-ТЭЦ, построенных в республике на протяжении последних восьми лет. Работа основана на детальном изучении экономики каждого объекта в частности и на сопоставлении результатов по показателям экономической эффективности всех исследуемых объектов в целом. Определены некоторые недостатки и положительные стороны этого направления в энергетике страны. Обозначен ряд проблем и задач, выявленных на основе многолетнего обобщенного опыта проектирования, строительства и эксплуатации мини-ТЭЦ в республике, требующих серьезного изучения и решения.

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



**Игорь Леонидович
КОВАЛЁВ**

научный сотрудник Института системных исследований в АПК НАН Беларуси
olbosigor@mail.ru



**Леонид Иванович
КОВАЛЁВ**

кандидат экономических наук, доцент Белорусского государственного аграрного технического университета
olbosigor@mail.ru

Во времена СССР 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 невозможно по техническим, технологическим соображениям и по причине необоснованной дороговизны, было построено большое количество (в масштабах страны) объектов локального энергоснаб-

жения, как правило это промышленные и коммунальные котельные и т.д. Подавляющее большинство этих объектов социалистического строительства, еще сохранившихся по сегодняшний день, абсолютно убыточны и физически, технологически, морально устарели — требуют либо модернизации, либо вывода из эксплуатации, либо 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 энергоснабжения.

Нужно отметить, что электроэнергетика Беларуси, единственная на постсоветском пространстве сохранившая вертикально-интегрированную модель, где государство осуществляет централизованное регулирование производственно-хозяйственной деятельности 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 [1].

В октябре 2012 года на XVII Белорусском энергетическом и экологическом конгрессе, проходившем в г. Минске, заместитель Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюк в докладе на тему «Состояние и перспективы развития белорусского энергетического комплекса» озвучил, что мощность электростанций республики составляет более 8300 МВт, из которых 7895 МВт принадлежит электростанциям ГПО «Белэнерго». Т.е. на энергетическом рынке страны за прошедшие три года ситуация никак не изменилась:

95% мощностей по-прежнему принадлежит государству и 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 установками малой энергетики [2].

Рассматривая малую энергетику, нельзя не отметить, что действует система государственного регулирования тарифов на электроэнергию, а это 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.

С 1 января 2013 года Правительство Беларуси собиралось снизить тарифы на электроэнергию для промышленных потребителей, о чем заявил вице-премьер В. Семашко в мае 2012 года на пленарном заседании Белорусского промышленного форума. Снижение энерготарифов для промышленников предполагается сделать благодаря средствам, которые высвободятся в результате поэтапного ухода от перекрестного субсидирования в электроэнергетике. Перекрестное субсидирование в энергетике — явление нездоровое, негативно сказывающееся 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 от 29 февраля 2012 года №194. 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% 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. Ранее предполагалось, что Закон «Об электроэнергетике» будет принят в Беларуси в 2012 году, Закон «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию» – в 2013 году, Закон «О теплоснабжении» – в 2012 году.

В некоторых белорусских источниках утверждается, что в республике 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 промышленных потребителей 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 [3].

Но для сравнения тарифов по некоторым странам ЕС мы отойдем от белорусских источников, статистики, заявлений чиновников и обратимся к следующим данным. Так, согласно «Europe's Energy Portal» (www.energy.eu) тарифы для промышленных предприятий и населения по состоянию на май 2012 года, например, в Австрии составили для промышленности 10,47 евроцента за кВт·ч, а для населения 17,98 евроцента за кВт·ч; в Болгарии – 5,22 и 8,23; в Германии – 10,24 и 24,06; в Дании – 9,13 и 25,62; в Великобритании – 8,82 и 12,65; в Польше – 8,37 и 14,19; в Литве – 10,17 и 12,01; в Эстонии – 6,81 и 9,48; в Финляндии – 6,78 и 13,69; во Франции – 7,42 и 12,79; в Бельгии – 8,71 и 19,40. Т.е. по данным портала «Europe's Energy Portal» видно, что тарифы на энергоснабжение для населения в странах ЕС в 1,5–2,5 раза выше, чем для промышленности.

На данном этапе, при формировании тарифа на электроэнергию в Беларуси, следует принимать во внимание такой важный социальный фактор, как необходимость существенного увеличения реальных денежных доходов населения, которое могло бы обеспечить полное возмещение затрат на энергоснабжение бытовых потребителей.

Значительные затраты на подключение к сетям, перекрестное субсидирование населения за счет промышленных потребителей, тарифы на передачу электроэнергии, безусловно, формируют у промышленных потребителей стимулы к созданию собственной генерации.

Экономическая суть внедрения когенерационного оборудования в настоящее время сводится к якобы удешевлению производимой энергии, которое определяется как разница между установленным тарифом за 1 кВт·ч и себестоимостью вырабатываемой когенерационной установкой электроэнергии, а экономия топлива — соответственно как разница расхода удельного топлива на 1 кВт·ч энергии Лукомльской и Березовской ГРЭС с учетом расхода условного топлива 320 г/кВт·ч [4]. 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 — 316,3 г у.т. на 1 кВт·ч). Данный показатель на Лукомльской ГРЭС значительно ниже, чем на станциях 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 реструктуризации, проведенной в ОАО «Мосэнерго», удельный расход на отпуск электроэнергии снижен за счет увеличения доли выработки электроэнергии по теплофикационному циклу и снижения доли конденсационной выработки [5].

Важно отметить, что при обосновании инвестиций в проектах не приводятся сравнения расхода удельного топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии и 1 Гкал 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, 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 1 кВт·ч электроэнергии Лукомльской и Березовской ГРЭС. На наш взгляд, нельзя сопоставлять объекты, не сопоставимые 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, 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, не одинаковы 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 же такие отказы произошли.

Следует отметить, что продолжительность простоя оборудования в 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 продолжительностью 8–10 календарных дней в среднем находится в пределах 200–220 чел. ч, а капитальный ремонт производится в течение 8–10 месяцев.

Так, например, после четырех лет эксплуатации газотурбинная установка ГТУ-15ц, принадлежащая ПРУП «Белорусский цементный завод» (г. Костюковичи), с общей наработкой 26700 часов (среднегодовая составила 6675 часов, а это ниже проектной на 17%), была демонтирована и отправлена на капитальный ремонт на завод-изготовитель «Зоря — Машпроект» (г. Николаев, Украина). В связи с длительным периодом ремонта ГТУ-15ц цементный завод 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 увеличивается 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, устанавливаемыми 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 предприятию, имеющему свою мини-ТЭЦ (газотурбинную установку), необходимо иметь резервный агрегат газотурбинной установки или зарезервированную мощность в энергосистеме.

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 платы 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 производители высказывают в своих публикациях различные точки зрения по вопросу резервирования мощностей. Одни авторы считают, что невключение хозяйствующими субъектами затрат

на содержание резервных мощностей в себестоимость производства электроэнергии собственными локальными энергоисточниками может привести к принятию неоптимальных решений с позиции экономического эффекта для народного хозяйства республики [6]. 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 [7].

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 позволит 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% [2, 8, 9, 11]. 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 на резерв мощности себестоимость 1 кВт·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 – их доленое участие составляет 65–75%, и собственных средств предприятий – 25–35%. Поэтому в первую очередь необходимо определять народнохозяйственный экономический эффект от внедрения вышеуказанных мероприятий. Для этого (по энергосистеме) сопоставим себестоимость выработки электроэнергии Могилевэнерго и локальным энергоисточником на ПРУП БЦЗ. Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии по Могилевэнерго в 2007 году при обменном курсе 1 долл. США = 2150 бел. руб. составила 6,72 цента США, соответственно по БЦЗ, с учетом затрат на содержание резервированной мощности, – 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 1 кВт·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 около 15,4 млн. долл. США капитальных вложений. Простой срок окупаемости капиталовложений составляет 10,4 года, а с учетом принятия в расчетах себестоимости выработки 1 кВт·ч электроэнергии конкретных поставщиков БЦЗ срок окупаемости возрастает до 14,3 года. Заводом-изготовителем определен ресурс газотурбинной установки ГТУ-15ц 100 000 часов, соответственно при ежегодной наработке 7500–8000 часов физический срок службы установки составит 12,5–13,5 года. 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 четырех 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 [2, 8, 10].

Проведем оценку экономического эффекта для предприятия и в формулу (2) подставим значение тарифа за 1 кВт·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. Физический срок окупаемости мини-ТЭЦ (ГТУ-15ц) на ПРУП БЦЗ определен 5–6 лет – это при условии работы установки не менее 7900 часов в год.

Проведенные анализ и расчеты показали, что при годовой наработке ГТУ-15ц ниже 5500 часов экономический эффект для 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 в 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 1 кВт·ч электроэнергии на Новополоцкой ТЭЦ составляла на тот момент 5,17 цента США, а тепловой энергии за 1 Гкал — соответственно 28,9 долл. США. Себестоимость 1 кВт·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 в ОАО «Полимир» оценивается в пределах 22 млн. долл. США.

Физический срок окупаемости реализации данного проекта с позиции народнохозяйственного экономического эффекта составит 19,9 года. 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 то же время удельные расходы топлива на выработку пара 40 ата почти равнозначны: ТЭЦ — 171 кг/Гкал, а когенерационной установкой — 170 кг/Гкал, и это не окажет существенного влияния на итоговый результат эффективности [2, 10].

В целях снижения затрат на энергоносители ОАО «Могилевхимволокно» в течение двух лет спроектировало и построило энергокомплекс мощностью 14,7 МВт при общем потреблении электроэнергии 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). На строительство энергокомплекса государством израсходовано около 17,6 млн. долл. США, в том числе 5,6 млн. долл. США собственных средств ОАО «Могилевхимволокно», что составило 31,5% от общей суммы.

Себестоимость выработки 1 кВт·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 1 Гкал тепловой энергии — 26,81 долл. США.

Расчет издержек на выработку 1 кВт·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, установили, 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 нулю. Подставим исходные данные в формулу (1) и увидим, что народнохозяйственный экономический эффект составит примерно 2,8 млн. долл. США.

Простой срок окупаемости затрат 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 по сравнению с МТЭЦ-2 превышение составляет 22,6%. При расчете народнохозяйственного экономического эффекта, если принимать 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 года.

Следовательно, можно отметить, что основным видом производимой МТЭЦ-2 энергии в настоящее время является тепловая и незначительное количество электрической. Поскольку МТЭЦ-2 находится в двух километрах от ОАО «Могилевхимволокно», расчеты показывают, что если бы капитальные вложения, затраченные на строительство локального энергоисточника, были направлены на реконструкцию МТЭЦ-2, то эффективность отдачи от них 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 [2, 10].

Аналогичным образом проведены 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 оборудованием, установленным на ПРУП БЦЗ в г. Костюковичи. Окупаемость капитальных вложений исходя из народнохозяйственного экономического эффекта составит 16,1 года. 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 таких странах с развитой экономикой, как Франция, ФРГ 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, первоначальная сметная стоимость на архитектурный и строительный проекты «Энерготехнологический комплекс завода полиэфирных нитей» ОАО «Могилевхимволокно» за два года возросла в 2,44 раза.

В то же 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 по отношению к нашим проектировщикам выше в 6–7 раз. Высокая стоимость проектных и строительно-монтажных работ в нашей стране зависит от многих факторов: квалификации, производительности и организации труда. За период (2006–2008 гг.) проектирования и строительства «Энерготехнологического комплекса для субмикронного производства на УП «Завод полупроводниковых приборов» НПО «Интеграл» в г. Минске проведено около 70 производственных совещаний с проектировщиками и строительными организациями.

Суть всех рассматриваемых вопросов можно свести к одному – это предъявление друг другу взаимных претензий (т.е. заказчик предъявляет претензию 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 энергокомплекса. 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 [10].

Проектированием и строительством в стране мини-ТЭЦ с использованием в качестве топлива – природного газа зани-

маются 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 стало для Беларуси 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» не совсем типичный для Беларуси случай. Современная электростанция – целый комплекс различных сложных узлов и агрегатов. Нередко ради экономии средств возникает соблазн 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 мощностью по 8,7 МВт каждая смонтировали на Жлобинской ТЭЦ 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 [11].

Финская компания «Wärtsilä» ввела в эксплуатацию объект мощностью в 1,7 раза больше, сократила сроки строительства в 8 раз по сравнению со сроками проектирования и строительства 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 на резервирование мощности. Экономический эффект от внедрения газодвигательных мини-ТЭЦ определяем как разницу себестоимости 1 кВт·ч электроэнергии по региону (области) и издержек локальных источников, а по предприятию – соответственно как разницу между тарифом и себестоимостью электроэнергии, производимой локальным источником. Результаты экономической эффективности по отдельным газодвигательным мини-ТЭЦ в Республике Беларусь приведены в *таблице*.

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

Показатели	Газодвигательные мини-ТЭЦ					
	1-очередь БЦЗ, г. Костюковичи Могилевской обл.	ОАО «Полимир», г. Новополоцк Витебской 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, долл. 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, тыс. долл. США	1071	1104	1380	1626	1446	3605
8. Экономический эффект предприятия, тыс. долл. 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

Разумный экономический подход на всех этапах — проектирования, строительства и эксплуатации мини-ТЭЦ — позволит наиболее точно, научно обоснованно и в конечном счёте эффективно использовать вложенные средства, что мы и увидели на примере двух модернизированных мини-ТЭЦ (весьма существенное — в 2–3 раза — сокращение удельных капитальных вложений и сроков окупаемости капитальных вложений — в 3–4 раза) [12]. По результатам анализа работы мини-ТЭЦ, построенных за последнее десятилетие, можно заключить, что они не оказывают какого-либо влияния на снижение по энергосистеме тарифа (цены) на электроэнергию для потребителей.

Одновременно следует отметить, что при эксплуатации газодвигательных установок экономия импортируемого традиционного вида топлива — природного газа — практически отсутствует, если сопоставить их с ТЭЦ, действующими в Республике Беларусь.

Кроме того, результаты строительства и эксплуатации ряда мини-ТЭЦ на базе газодвигательных установок никак не отразились на выполнении задачи по уменьшению зависимости страны от импорта энергоносителей, сформулированной в «Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь», утвержденной Указом Президента РБ от 17 сентября 2007 г. №433, предусматривавшей 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. Для выполнения целевой программы потребовалась разработка новых технологических процессов и новых технических средств.

На наш взгляд, в целях максимально эффективного использования бюджетных (инновационных) источников финансирования и 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. Вместе с тем 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 не только сэкономить огромные средства при строительстве такого рода объектов, но и подготовить 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 — за счёт 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 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 отнимаются средства от других, вероятно, более важных и эффективных программ по развитию белорусской энергосистемы.

Разумеется, 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 потре-

бителям тепловой энергии, что весьма значительно снижает потери при транспортировке [10, 13].

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 выстроен четкий порядок включения в расчеты тех или иных затрат на эксплуатацию мини-ТЭЦ. Эти меры позволят сделать научно обоснованный, экономически взвешенный и оптимальный выбор решения о направлении бюджетных (инновационных) средств: либо на создание мини-ТЭЦ, действительно эффективных 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. Забаровский, А.М. Ценообразование на электрическую энергию в условиях либерализации / А.М. Забаровский // Вестник БГЭУ. – Минск, 2010. – №6. – С. 13-21.
2. Ковалёв, Л.И. Эффективность газодвигательных мини-ТЭЦ / Л.И. Ковалёв // Энергетик. – М., 2009. – №3. – С. 26-29.
3. Маненок, Т. Тихое разрушение монополии / Т. Маненок // Белорусы и рынок: еженедельная аналитическая газета для деловых людей. – Минск, 2012. – №29(1013). – 6–12 авг.
4. Дубовик, Л. Востребовано временем. Энергоемкость ВВП Беларуси за последние 10 лет снизилась почти в 2 раза / Л. Дубовик // Экономика Беларуси. – Минск, 2007. – №4. – С. 28-31.
5. 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.
6. Молочко, Ф. Цена резерва / Ф. Молочко, А. Молочко // Энергетика и ТЭК. – Минск, 2008. – №3. – С. 22-23.
7. Падалко, Л. Источники генерации энергии на базе местного топлива. Экономические критерии и методические особенности определения эффективности их сооружения / Л. Падалко, Л. Филянович // Энергетика и ТЭК. – Минск, 2008. – №2. – С. 16-19.
8. Ковалёв, Л.И. Эффективность локальных энергоисточников в народном хозяйстве и экономике промышленных предприятий / Л.И. Ковалёв // Энергетика и ТЭК. – Мн., 2008. – №11. – С. 14-18.

9. Ковалёв, Л.И. Эффективность малой энергетики в Республике Беларусь / Л.И. Ковалёв // Энергетическая стратегия. – Мн., 2008. – №6. – С. 39-42.
10. Ковалёв, Л.И. Анализ результатов эксплуатации мини-ТЭЦ / Л.И. Ковалёв, И.Л. Ковалёв // Главный энергетик. – М., 2012. – №9. – С. 48-53.
11. Волчков, В. Тепло и киловатт в одном флаконе / В. Волчков // Республика: газета Совета Министров Республики Беларусь. – Минск, 2009. – №69(4735). – С. 4-15.
12. Ковалёв, Л.И. Условно-проектная эффективность мини-ТЭЦ и анализ фактических результатов их эксплуатации в Республике Беларусь / Л.И. Ковалёв, И.Л. Ковалёв // Новости теплоснабжения. – М., 2012. – №12(148) – С. 72-76.
13. Ковалёв, Л.И. Дешевизна малой энергетики – миф или реальность? / Л.И. Ковалёв // Мировая энергетика. – М., 2008. – №11–12. – С. 54-55.