

УДК 621.4

Л. И. КОВАЛЁВ, канд. экон. наук, доцент

Белорусского государственного аграрного технического университета

И. Л. КОВАЛЁВ, инженер-экономист

## МАЛАЯ ЭНЕРГЕТИКА РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ: ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ РАЗВИТИЯ

*В статье проанализирована эффективность и экономическая целесообразность использования автономного энергоснабжения на промышленных и коммунальных предприятиях Республики Беларусь на примере когенерационных установок электрической и тепловой энергии, освещены некоторые особенности энергетики страны, приведен подробный анализ результатов эксплуатации ряда мини-ТЭЦ построенных в республике на протяжении восьми лет. Определены некоторые недостатки и положительные стороны этого направления в энергетике страны.*

**Ключевые слова:** Мини-ТЭЦ, тарифы, газотурбинные установки, энергетика.

*У статті проаналізована ефективність і економічна доцільність використання автономного енергопостачання на промислових і комунальних підприємствах Республіки Білорусь на прикладі когенераційних установок електричної і теплової енергії, освітлені деякі особливості енергетики країни, приведений детальний аналіз результатів експлуатації ряду МІНІ-ТЕЦ побудованих в республіці впродовж восьми років. Визначені деякі недоліки і позитивні сторони цього напрямку в енергетиці держави.*

**Ключові слова:** Міні-ТЕЦ, тарифи, газотурбінні установки, енергетика

### Введение

Комбинированная выработка тепла и электроэнергии нашла применение еще в годы становления СССР на предприятиях с теплоемкими технологическими процессами. Известно, что доля комбинированной выработки электроэнергии на ТЭЦ составляла в СССР свыше 60 %. Использование комбинированной выработки давало возможность значительно экономить топливо и получать при этом ощутимую прибыль, а также укладываться в рамки программы энергосбережения [1]. Развитие энергетики в новых условиях рынка должно было бы способствовать снижению себестоимости продукции энергетических предприятий. Следует учитывать, что 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]. 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].

### Основная часть

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. В стране

применяются в основном два вида тарифов на электрическую энергию: одноставочный и двухставочный и их уровни имеют большую разницу для потребителей электроэнергетики. Например, тариф для промышленных предприятий Беларуси два года тому назад составлял 8,1 евроцента, а для населения – 4,4 евроцента (в Германии – 12,7 и 21,3; в Австрии – 10,2 и 17,1; в Дании – 12,5 и 26,7; в Великобритании – 9,9 и 13,8; в Польше – 7,5 и 13,7; в Литве – 6,9 и 8,5). Из приведенных данных видно, что для полного возмещения реальных затрат на энергоснабжение тарифы для населения в странах ЕС в 1,5 – 2,5 раза выше, чем для промышленности. Однако при формировании тарифа на электроэнергию необходимо на данном этапе в республике принимать во внимание социальный фактор – рост реальных денежных доходов населения, который обеспечил бы полное возмещение затрат на энергоснабжение бытовых потребителей. Значительные затраты на подключение к сетям, перекрестное субсидирование населения за счет промышленных потребителей в тарифе на передачу электроэнергии, безусловно, формирует стимулы к созданию собственной генерации у потребителей. Поэтому, несмотря на негативные причины при размещении мини-ТЭЦ необходимо учитывать не только экономическую эффективность субъектов хозяйствования, но и общий народнохозяйственный эффект, а также влияние на развитие энергосистемы страны в целом.

Сегодня экономическая суть внедрения когенерационного оборудования сводится к якобы удешевлению производимой энергии, которая определяется, как разница между установленным тарифом за 1кВт·ч и себестоимостью вырабатываемой когенерационной установкой электроэнергией, а экономия топлива соответственно: разница расхода удельного топлива на 1кВт·ч энергии Лукомльской и Березовской ГРЭС с учетом нормы расхода условного топлива 328 г/кВт·ч. На наш взгляд, не совсем корректно выбрана база сравнения при определении экономической эффективности от внедрения газодвигательных установок. Обычно при строительстве мини-ТЭЦ 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. Когенерация – это комбинированное производство электрической и тепловой энергии, аналогичную функцию выполняют ТЭЦ энергосистемы Республики Беларусь.

По данным концерна «Белэнерго» фактические значения удельных расходов условного топлива ТЭЦ с начальным давлением 3,4 кгс/см<sup>2</sup>, на отпуск электроэнергии составили 151,3 г у.т./кВт·ч и тепловой энергии 159,8 кг у.т./Гкал, Жодинской ТЭЦ – 158,7 г у.т./кВт·ч и 170,43 кг у.т./Гкал.[4]. Эти данные свидетельствуют о том, что 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.

В расчетах при обосновании инвестиций показывают, что затраты собственного производства в 2–3 раза ниже по сравнению с тарифом на электроэнергию и в 2–2,5 раза снижается потребление топливно-энергетических ресурсов по сравнению с удельным расходом условного топлива при выработке 1кВт·ч электроэнергии Лукомльской и Березовской ГРЭС. Это 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.

При отказе субъектов хозяйствования, имеющих мини-ТЭЦ, от резервирования мощностей в энергосистеме, эти субъекты вынуждены вводить в эксплуатацию дополнительное количество газотурбинных (газопоршневых) агрегатов для обеспечения непрерывного технологического процесса производства энергии. Поэтому объем в капитальные вложения мини-ТЭЦ увеличивается на 35–40 % за 1 кВт электрической мощности, 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. Это безусловно, искажает реальные затраты при обосновании инвестиций в строительство мини-ТЭЦ и их экономическую эффективность.

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, длительность которого, как и межремонтного периода также зависит и от характера использования оборудования энергетического комплекса.

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. 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 – 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, что искажает результативность технико-экономических показателей от строительства мини-ТЭЦ. 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. Включение затрат за резервирование мощности увеличивает общую сумму эксплуатационных издержек мини-ТЭЦ в среднем до 30 %.

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. Другие считают, что резервировать мощность от энергосистемы и возмещать затраты на содержание резерва нужно только на случай форс-мажорных ситуаций. В этих затратах должна учитываться та часть издержек, которая имеет непосредственное отношение к данному потребителю.

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.

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. 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 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 г.г.) проектирование и строительство «Энерготехнологического комплекса для субмикронного производства на УП «Завод полупроводниковых приборов» НПО «Интеграл» в г. Минск, 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 Минпроме, Минэнерго и в Совете Министров Республики Беларусь в целях ускорения строительства 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.

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 «Вяртсиля» – 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 [5]. Финская компания «Вяртсиля» 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.

Таблица

Основные экономические показатели ряда мини-ТЭЦ Республики Беларусь

Показатели	Наименование газодвигательных мини-ТЭЦ					
	«БЦЗ» 1-очередь г.Костюковичи Могилевская обл.	ОАО «Полимир» г.Новополоцк Витебская обл.	ОАО «Могилев- химволокно» г.Могилев	НПО «Интеграл» г.Минск	Модернизация ТЭЦ на попутном газе ПО «Беларусь- нефть» 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·ч	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

Концепцией энергетической безопасности Республики Беларусь, 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. Для выполнения целевой программы потребовалась разработка новых технологических процессов и технических средств.

### Выводы

На наш взгляд, в целях эффективного использования бюджетных (инновационных) и средств предприятий необходимо было бы привлечь зарубежные компании, которые в короткие сроки ввели бы объекты в эксплуатацию. Одновременно в период строительства задействовать своих специалистов (проектировщиков, строителей) для прохождения обучения (стажировки) по дополнительному договору с иностранными компаниями. Это позволило бы сэкономить не только десятки миллиардов рублей при строительстве объектов, но и подготовить высококвалифицированных специалистов в этой области энергетики.

Строительство мини-ТЭЦ отечественными предприятиями на базе газопоршневых, газотурбинных установок практически не приносит экономике республики эффекта и является государственной финансовой «инъекцией» отдельным организациям для поддержания и лечения их экономики за счет выделения инвестиций и оплаты вырабатываемой собственным источником электроэнергии по себестоимости, а не по тарифу.

Однако полностью отказываться от внедрения газодвигательных мини-ТЭЦ не совсем верно. Эффективность этих 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 снижает потери при транспортировке [6, 9].

### Список литературы

1. Хусаинов Р. Р., Работа ТЭЦ в условиях оптового рынка электрической энергии // Энергетик. М., 2008 – № 6 – С.5–9.
2. Забаровский А. М., Ценообразование на электрическую энергию в условиях либерализации // Вестник БГЭУ. 2010 – № 6 – С. 13–21.
3. Ковалёв Л. И., Эффективность газодвигательных мини – ТЭЦ // Энергетик. М., 2009 – № 3 – С. 26–29.
4. Назаров В. И., К вопросу расчета обобщенных показателей на ТЭЦ // Энергетика. 2007 – № 6 – С. 65–68.
5. Волчков В., Тепло и киловатт в одном флаконе // Республика. – 2009 – 04.15. – С. 4.
6. Ковалёв Л. И., Дешевизна малой энергетики – миф или реальность? // Мировая энергетика. М., 2008 – № 11–12 – С. 54–55.
7. Ковалёв Л. И., Выбор критерия эффективности при строительстве мини – ТЭЦ // Энергоэффективность. Мн., 2008 – № 3 – С. 10–12.
8. Ковалёв Л. И., Газодвигательные мини-ТЭЦ: иллюзия эффективности и реальная действительность. // Энергетика и ТЭК, Мн., – 2011, – № 3. – С.16–19.
9. Ковалёв Л. И., Анализ результатов эксплуатации мини-ТЭЦ / Л. И.Ковалёв, И. Л. Ковалёв // Главный энергетик. М., 2012 – № 9 – С. 48 –53.

### SMALL POWER IN BELARUS: CHALLENGES AND DEVELOPMENT WAYS

L. I. Kovalev, Cand. Ekon. Scie., associate professor  
I. L. Kovalev, engineer

*The article analyzes the effectiveness and economic feasibility of renewable energy power systems for industrial and utility companies in the Republic of Belarus for example cogeneration of electricity and heat, highlights some features of the country's energy, a detailed analysis of the operation of a number of mini-CHP plants built in the country for eight years. Identified some shortcomings and the positive aspects of this trend in the energy sector of the country.*

*Keywords: CHP, rates, gas turbines, energetics.*

Поступила в редакцию 20.10 2010 г.