

УДК 666.954.3.004.183

ПОТЕНЦИАЛ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭНЕРГОПОТОКОВ НА БАЗЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЙ БЕЛАРУСИ

Докт. техн. наук, проф. РОМАНЮК В. Н.¹⁾, магистр техн. наук МУСЛИНА Д. Б.²⁾,
магистрант БОБИЧ А. А.¹⁾, магистр экон. наук КОЛОМЫЦКАЯ Н. А.²⁾,
магистр техн. наук РОМАНЮК А. В.²⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет,

²⁾РУП «БЕЛТЭИ»

Промышленное производство Беларуси остро нуждается в снижении энергоемкости производимой продукции [1–5]. К наиболее эффективным направлениям снижения энергоемкости ВВП можно отнести реструктуризацию промышленного производства, внедрение менее энергоемких технологий, совершенствование энергообеспечения действующих предприятий [6, 7]. Последнее направление актуально во всех случаях, поскольку призвано обеспечивать эффективное использование первичных энергоресурсов независимо от энергоемкости технологии. Рациональное построение теплоэнергетической системы промышленных предприятий является одним из наиболее результативных и, как правило, нереализованных путей повышения эффективности энергообеспечения [6–9]. Одной из задач, требующих решения на данном пути, является блокирование потерь эксергии, которое для теплотехнологических предприятий предполагает комбинированное энергообеспечение на базе собственного теплопотребления и отказ от использования электроэнергии, произведенной сторонними источниками [10].

Для условий Республики Беларусь, имеющей развитую газотранспортную систему и ей соответствующую инфраструктуру, сложилась противоречивая ситуация, которой нет во многих странах. С одной стороны, требуется диверсификация приходной части энергобаланса с целью снижения удельного веса природного газа (ПГ) в ней с имеющейся величины ≈ 70 до 43–57 %, что связано с энергетической безопасностью [1]. С другой стороны, снижение энергоемкости ВВП наиболее результативно и с наименьшими затратами достигается прежде всего при использовании ПГ в качестве первичного энергоресурса. При повышении эффективности использования ПГ увеличивается доля местных видов топлива (МВТ) в энергобалансе при сохранении их абсолютного потребления [9]. Альтерна-

тивные пути изменения структуры приходной части энергобаланса, ориентированные на использование иных первичных энергоресурсов, при равном конечном результате требуют больших инвестиций. Их величина превышает в разы затраты при решении той же задачи за счет повышения эффективности

использования ПГ. Наконец, при отказе от использования ПГ и переходе на некоторые МВТ в большинстве случаев снижение энергоемкости продукции не достигается.

В мировом энергопотреблении доля Республики Беларусь оценивается в 0,3 % (0,5 % – доля потребления ПГ), и очевидно, что изменение структуры и объема энергопотребления Беларуси не изменяет ситуацию в мире, в том числе и в экологическом аспекте. В этой связи, видимо, целесообразно в первую очередь решать актуальную задачу снижения энергоемкости ВВП исходя из интересов страны, делать это наименее затратно, для чего предпочтительно использовать ПГ в роли первичного энергоресурса. Запасы ПГ, согласно данным мирового энергетического агентства, обеспечивают сегодняшний уровень его потребления в мире в течение более 200 лет. Очевидно, что за более короткий период неизбежно появятся новые технологии и энергообеспечения, и использования МВТ, а также альтернативные энергоисточники. Для их внедрения потребуются существенно меньшие инвестиции, чем необходимые сегодня, например, на разработку и использование углей Лельчицкого месторождения, сланцев, древесины и прочих, что обеспечит менее затратное вытеснение природного газа из энергобаланса страны. В настоящее время в каждом конкретном случае целесообразно использовать взвешенный, дифференцированный подход к использованию энергоресурсов и альтернативных путей в решении актуальных энергетических задач, но основным направлением все же следует признать качественное повышение эффективности использования природного газа.

Статистические данные об использовании энергетических ресурсов в хозяйственном комплексе Беларуси указывают на теплотехническую направленность ее современного производства: до 74 % первичных энергоресурсов в стране расходуется в тепловой форме. Структура энергопотребления хозяйственного комплекса республики стабильна во времени, что связано с большой инерционностью последнего (рис. 1).

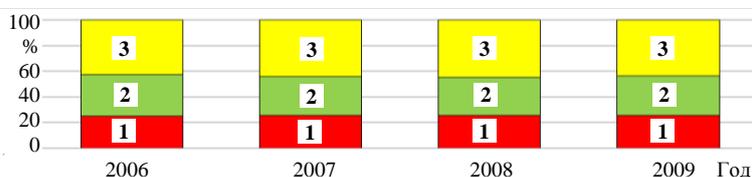


Рис. 1. Структура расхода первичных энергоресурсов: 1 – электроэнергия; 2 – тепловая энергия; 3 – прямое технологическое сжигание, сырье и пр.

Для систем преобразования вещества, т. е. в промышленности производства материальной продукции, доля потребления первичных энергоресурсов в тепловой форме в общем их расходе несколько меньшая. В этом контексте для большинства промышленных производств очевидна опреде-

ляющая роль промышленной теплоэнергетики в энергосбережении в процессах энергообеспечения теплотехнологий и потребления тепловой энергии. Последнее особенно очевидно из рассмотрения структуры непосредственно баланса энергии предприятий (рис. 2а): в тепловой форме расходуется в среднем 89 % потребляемой энергии. Очевидно, что структура потребления энергии определяется потребителем и стабильна во времени.

Из сопоставления структур двух энергобалансов (рис. 2) следует вывод о невысокой эффективности преобразования первичных энергоресурсов в электрическую и тепловую формы энергии, что указывает на наличие энергосберегающего потенциала, оценку которого следует провести.

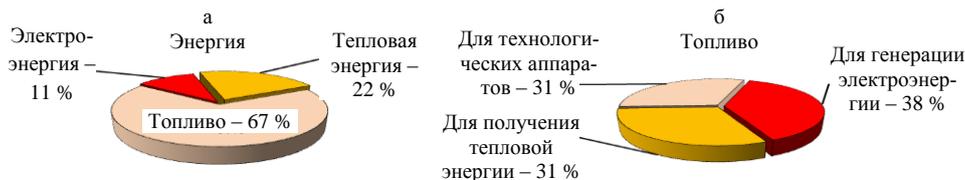


Рис. 2. Структура потребления энергии (а) и первичных энергоресурсов (б) в промышленных системах преобразования вещества Беларуси

Нельзя не согласиться с тем, что только ориентация на энергетически идеальное предприятие может быть основой для решения задачи снижения энергоемкости ВВП. Среди требований к энергетически идеальному теплотехнологическому предприятию находится и тезис, что оно не должно потреблять электроэнергию, произведенную не на его тепловом потреблении [10]. То есть в теплоэнергетической системе идеального теплотехнологического промышленного предприятия (системы преобразования вещества) с низким и средним температурными уровнями тепловой обработки должно иметь место производство электроэнергии комбинированным способом [9]. В этом контексте структура генерации электро- и тепловой энергии для рассматриваемых систем далека от энергетически идеальной (рис. 3).



Рис. 3. Структура генерации потоков электро- (а) и тепловой энергии (б) для энергообеспечения промышленного производства продукции

Структура потребления первичных энергоресурсов для нужд промышленного производства представлена на рис. 4.

На сегодня лишь небольшая часть (34 %) промышленного потребления тепловой энергии обеспечивается комбинированным способом, при этом на распределенные собственные источники приходится до 12 % (рис. 3). Оставшиеся 66 % промышленного потребления тепловой энергии обеспечиваются за счет котельных. При этом на обеспечение промышленности тепловой энергией затрачивается до 62,0 % первичных энергоресурсов,

в том числе 30,8 % в процессах непосредственного сжигания топлива. Требуется рассмотрение структуры тепловых операций, базирующихся на прямом сжигании ПГ, для оценки энергосберегающего потенциала за счет перевода их на современное когенерационное энергообеспечение.



Рис. 4. Структура потребления первичных энергоресурсов для промышленного производства

Для оценки энергосберегающего потенциала за счет приближения электрообеспечения теплотехнологий к энергетически идеальному варианту необходимо определить операции тепловой обработки, пригодные для энергообеспечения от комбинированных источников. Граница температурного уровня соответствующих операций в теплотехнологических системах зависит от технологии комбинированного производства энергопотоков. При паротурбинной теплофикации эта граница определена температурой насыщения воды при давлении промышленного отбора и близка к 200 °С. Повышение давления в промышленном отборе снижает удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении и без того невысокую, что обесценивает соответствующие мероприятия. По указанной причине, например, даже ТЭЦ высоких начальных параметров пара (130 ата, 550 °С) для большинства теплотехнологических предприятий не могут обеспечить выработку электроэнергии в полном объеме потребности этих предприятий на их тепловом потреблении, что обуславливает необходимость в конденсационных станциях (КЭС). С переходом к технологии на базе двигателей внутреннего сгорания (ДВС) температурный уровень комбинированного производства энергопотоков, с одной стороны, расширяется до 400–550 °С. С другой стороны, появляется возможность применения непосредственно выхлопных газов ДВС в роли теплоносителя, широко востребованного в теплотехнологических системах преобразования вещества. В итоге количественно и качественно расширяется база комбинированного производства электроэнергии. Надо отметить и увеличение в 3–5 раз удельной выработки электроэнергии на единицу тепловой энергии при комбинированной генерации на базе ДВС по отношению к различным паротурбинным ТЭЦ.

Изложенные обстоятельства создают условия для предельного изменения востребованной структуры электрогенерирующих мощностей, в которой доминирующая роль переходит к комбинированному производству. Эффективность использования ПГ в этом случае возрастает существенно, и в сравнении с отдельной генерацией тепловой энергии и электроэнергии

потребление природного газа уменьшается на 30–40 %, что заметно изменяет энергоёмкость ВВП (рис. 5).

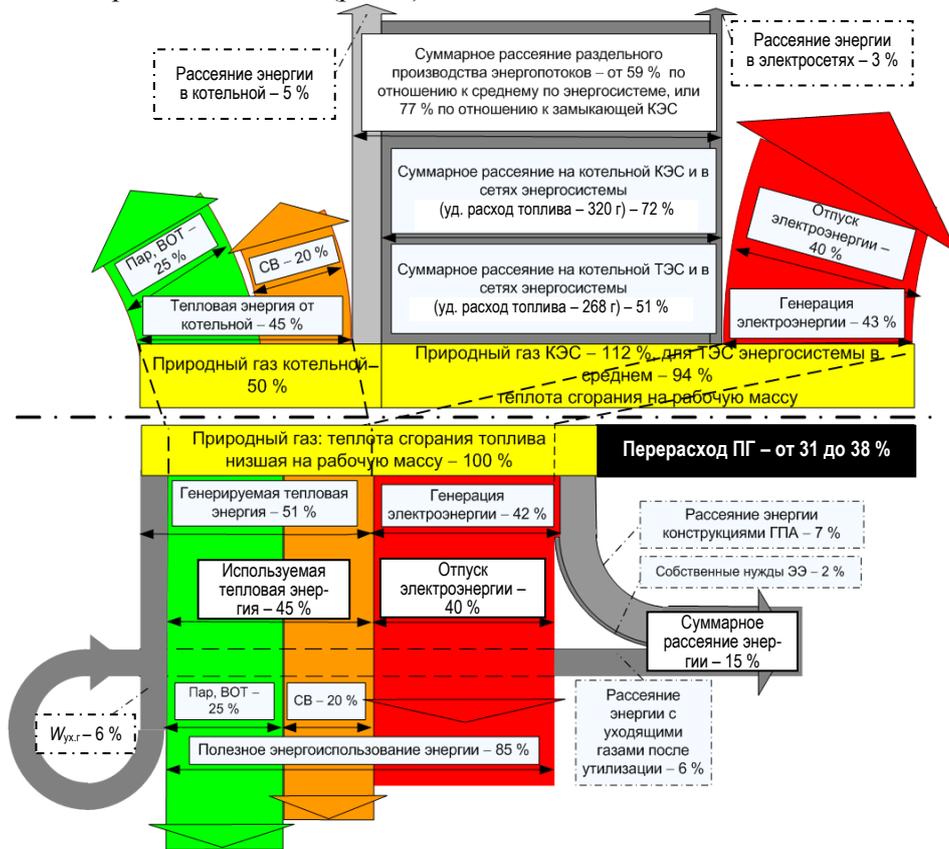


Рис. 5. Диаграммы энергопотоков раздельной и комбинированной генерации тепловой и электрической энергии при равных отпускаемых количествах

Появление ДВС нового поколения вызвало изменение расположения и принадлежности комбинированных источников энергопотоков. Объективные причины этого связаны с невозможностью передачи дымовых газов как теплоносителя на сколько-нибудь значительные расстояния, что обуславливает расположение генераторов и потребителей тепловой энергии выхлопных газов в непосредственной близости. Субъективные причины связаны с жизненно важной необходимостью снижения себестоимости продукции соответствующих предприятий. В условиях Беларуси, когда основные сырьевые потоки импортируются, направления снижения себестоимости продукции теплотехнологических производств ограничены и в первую очередь связаны с ее энергетической составляющей. Последняя прежде всего определяется затратами на приобретение электроэнергии, цена которой для многих предприятий по двухставочному тарифу с учетом платы за заявляемую мощность уже сегодня превышает 200 долларов за мегаватт-час. Данная ситуация и необходимость сохранения позиций на рынках сбыта, прежде всего внешних, поскольку до 70 % продукции Беларуси экспортируется, не оставляет предприятиям выбора. Переход к собственной комбинированной генерации электроэнергии при существующем

тарифе на ПГ снижает расходы на используемый мегаватт-час электроэнергии до 50 долларов.

Современные ДВС, имеющие высокие эксплуатационные показатели, создают и достаточные условия для кардинального изменения ситуации с энергообеспечением теплотехнологий, когда большая часть электроэнергии для промышленности может производиться на распределенных источниках, которыми являются собственные когенерационные комплексы предприятий. В технически развитых странах ЕС, например в Германии, еще в 2000 г. доля электроэнергии, вырабатываемой на распределенных когенерационных комплексах, составляла 10 % [11]. Мощность энергосистемы этой страны составляла до 120 ГВт, и, что существенно, в планах развития предусматривалось снизить конденсационную генерацию на 60 ГВт за счет ввода 30 ГВт мелких комбинированных источников на ПГ и 30 ГВт за счет экспорта электроэнергии от стран-соседей [12]. Нетрудно оценить прогнозируемый удельный вес распределенных когенерационных комплексов в 35–45 % в структуре энергосистемы этой страны. Ведущее значение энергосистемы в производстве электроэнергии с ростом объемов распределенной когенерации, безусловно, сохраняется. При этом усиливается ее стабилизирующая роль в новой качественно изменяющейся и расширяющейся энергосистеме. Эту складывающуюся объективную реальность, без которой далее не может выживать теплотехнологическое производство, нельзя игнорировать, и требуются оценка и учет на всех уровнях иерархии хозяйственного комплекса.

Потенциал энерготехнологической комбинированной генерации.

Адрес нахождения определяющего потенциала комбинированной выработки электроэнергии может быть проиллюстрирован ситуацией, имеющей место в Евросоюзе: 80 % комбинированной выработки электроэнергии на распределенных источниках связано с системами преобразования вещества в нефтеперерабатывающей, химической, пищевой и целлюлозно-бумажной отраслях [13]. В Беларуси к перечисленным производствам следует добавить прежде всего индустрию строительных и дорожно-строительных материалов, ряд предприятий Министерства промышленности, концернов легкой и пищевой промышленности и пр.

С паровым и водяным теплоносителями, получаемыми за счет прямого сжигания топлива (рис. 3), используется 66 % общего потребления тепловой энергии в системах преобразования вещества. Коэффициент теплофикации для отопительных ТЭЦ составляет величину 0,40–0,65 [14]. Для промышленных потребителей, имеющих более весомую нагрузку межотопительного периода, с учетом возможностей современных котлов, допускающих разгрузку до 20 %, коэффициент теплофикации для рассматриваемой группы промышленных потребителей тепловой энергии может быть принят равным 0,7. С учетом объемов потребления тепловой энергии промышленными предприятиями соотношения электрического и теплового КПД для современных газовых когенерационных комплексов, числа часов работы в году с номинальной мощностью, которое для промышленных блочных газовых ТЭЦ при должном инженерном обеспечении находится на уровне 7 тыс. ч, рассчитывается интегральная дополнительная мощность комбинированной выработки электроэнергии, составляющая не менее 1 ГВт.

На основе приведенных оценок статистических данных энергопотребления следует, что до 31 % топлива, требуемого для систем преобразования вещества, расходуется в теплотехнологиях в ходе непосредственного сжигания. В технологических тепловых операциях с температурой до 550 °С расходуется до 10 % первичных энергоресурсов. Идеально-газовые теплоносители с температурой ниже указанной величины возможно и энергетически целесообразно получать с помощью ДВС, температура выхлопных газов которых находится в диапазоне 350–600 °С. При этом в сравнении с традиционной теплоэнергетической когенерацией (рис. 5), связанной с получением теплоносителей на основе воды, эффективность энерготехнологической когенерации выше на величину рассеяния энергии с уходящими газами, поскольку в технологическом варианте имеет место непосредственное замещение топлива. Кроме того, энерготехнологическая когенерация использует существующие технологические установки в качестве теплоутилизационного оборудования, что снижает требуемые инвестиции при вводе равных электрических мощностей.

Важно, что характеристики ДВС, на базе которых сегодня и решается задача комбинированной генерации энергопотоков, обеспечивают удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении 0,80–1,10 МВт·ч/Гкал, которая не только выше паротурбинного варианта, но и практически не зависит от температурного уровня теплового потребления. Для достижения надежности энергообеспечения теплотехнологии наряду с комбинированной генерацией требуемого теплоносителя, составляющей до 90 % потребления, используются штатные системы прямого сжигания, которые в случае останова когенерационных комплексов обеспечивают непрерывность основного производства.

Годовое число часов работы с номинальной мощностью энерготехнологических когенерационных комплексов превышает теплоэнергетический вариант и находится на уровне 8,0 тыс. В итоге в хозяйственном комплексе Беларуси можно обеспечивать на базе промышленного теплотехнологического потребления топлива в установках со средним уровнем температур тепловых операций дополнительную мощность комбинированного производства до 0,8 ГВт. Несложно в этом случае определить дополнительную мощность электрогенерирующего потенциала промышленных распределенных когенерационных комплексов – не менее 1,8 ГВт. Это значение может быть увеличено до 0,6–1,0 ГВт с учетом мощностей, рассматриваемых в [15]. Все это указывает на самодостаточность промышленности страны в части электропотребления, что нельзя игнорировать при оценке перспективной ситуации, которая может сложиться в обозримой перспективе (рис. 6). Удельный вес распределенных когенерационных мощностей в генерации электроэнергии в этом случае может составить те же 30 %, что соответствует перспективной структуре энергосистемы Германии [12].

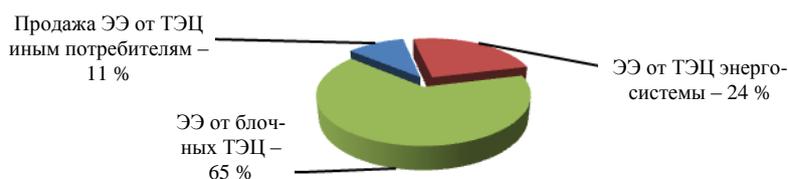


Рис. 6. Потенциально возможная структура генерации электроэнергии для промышленных потребителей

Годовое снижение импорта природного газа, связанное с реализацией только данного энергосберегающего потенциала, составляет не менее 3 млн т у. т., или 20 % потребления первичных энергоресурсов для систем преобразования вещества, или 8 % энергопотребления в стране в целом. Надо отметить, что при системном подходе к использованию функций распределенных когенерационных комплексов их возможности расширяются как в энергетическом, так и в финансовом аспектах, увеличивая те и другие в разы [15].

Энергобаланс систем преобразования вещества в промышленности Беларуси с учетом возможностей модернизированных ТЭЦ энергосистемы принимает вид, показанный на рис. 7.

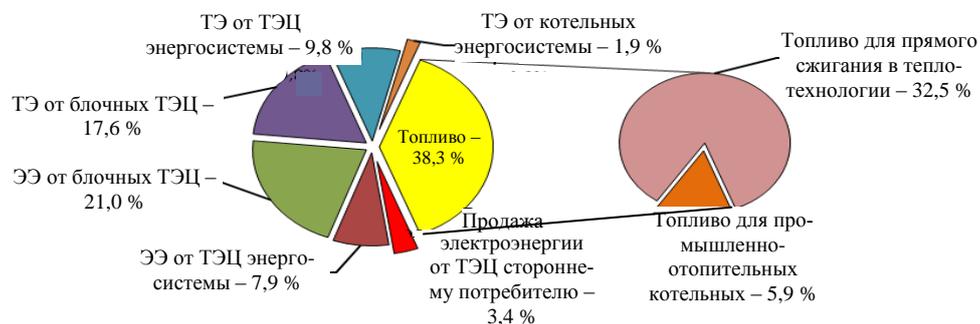


Рис. 7. Вариант возможной структуры потребления первичных энергоресурсов для промышленного производства в обозримой перспективе

Изменения, связанные с использованием энерготехнологической когенерации, затрагивают весь хозяйственный комплекс. Кроме того, в ближайшее время энергетические ТЭЦ неизбежно должны перейти на парогазовую технологию, что увеличит в два-три раза их удельную выработку, имеющую место на современных паротурбинных комплексах на уровне 0,3 МВт·ч/Гкал [16, 17]. В совокупности с изложенным выше ввод АЭС неизбежно приведет к ситуации, когда будут обеспечены часть необходимых условий для требуемого выхода энергосистемы с избытками электроэнергии на внешние рынки и как следствие – связанное с этим дополнительное поступление валюты, достижение которого обозначено руководством страны.

С вводом парогазовых конденсационных блоков экспорт электроэнергии станет неизбежным, а чисто паротурбинным установкам не останется места в объеме генерации электроэнергии. Регулирование генерации электроэнергии с помощью паротурбинных установок [18] в этом контексте оказывается проблематичным, и потребуются либо вытеснение существенно более эффективных источников, либо передача регулирующих функций другим источникам. Среди последних, как ни кажется на первый взгляд странным, могут оказаться и модернизированные ТЭЦ высоких начальных параметров. Последнее обусловлено их новыми свойствами, которые обеспечивает интеграция ГТУ в качестве высокотемпературных надстроек

к существующим паротурбинным технологиям. У паротурбинных ТЭЦ с надстройками ГТУ благодаря параллельным связям по свежему пару появляется возможность изменения генерации электроэнергии, при сохранении неизменными отпуска пара из отборов турбин потребителям и минимального пропуска пара в конденсатор. Достигается это за счет перераспределения генерации свежего пара между котлами-утилизаторами (ПКУ) и традиционными котлами прямого сжигания топлива (ПКА): снижается мощность ГТУ и соответственно генерация пара в ПКУ при одновременном увеличении потока генерации пара в ПКА, блокирующем снижение отпуска пара от котлов-утилизаторов.

Возможности изменения генерации электроэнергии ТЭЦ с газотурбинными надстройками при сохранении неизменным отпуска пара из отборов турбин оцениваются диапазоном регулирования 55–100 %. Колебание суточного потребления электроэнергии в Беларуси составляет 60–100 %, что вполне согласуется с возможностями модернизированных ТЭЦ. В этом случае удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии от ТЭЦ будет изменяться на 0,02 кг/(кВт·ч), оставаясь в диапазоне 0,16–0,22 кг/(кВт·ч).

Это лучше, чем соответствующие показатели при регулировании за счет парогазовых конденсационных блоков, которые будут находиться в составе электрогенерирующих мощностей. К тому же использование менее мощных газотурбинных установок ТЭЦ в качестве регуляторов более надежно и менее пагубно отражается на их моторесурсе [19, 20]. Последнее является серьезной технико-экономической проблемой при использовании ГТУ для регулирования генерации. Она может быть облегчена с помощью системного использования возможностей всех генерирующих источников: энергетических и промышленных [15].

Составляющие достижения максимального энергосберегающего потенциала энерготехнологических когенерационных комплексов. Использование паротурбинной технологии комбинированного производства на базе любых топлив, как показывают расчеты и опыт эксплуатации, в современных условиях не оправдывается с позиций энергетических и экономических, и ее использование возможно лишь в составе парогазовых вариантов когенерационного производства энергопотоков. Переход тепло-технологических предприятий к когенерации на базе собственного теплового потребления с применением современных газовых тепловых двигателей для повышения устойчивости промышленного комплекса безальтернативен, и в этой связи соответствующее производство электроэнергии будет расти. Важно обеспечить максимальную эффективность подобного распределенного комбинированного производства, что следует сделать на стадии принятия решений в ходе обоснования инвестирования и последующего проектирования. Это налагает особые требования именно к разработке указанных стадий существования долгоживущих когенерационных систем [9].

Определяющим фактором успешного перехода к собственному когенерационному производству является выбор основного оборудования с учетом особенностей конкретного объекта энергоснабжения. Во всех случаях

в первую очередь следует ориентироваться на максимальный электрический КПД установок. Другими определяющими факторами являются режим работы предприятия и графики его теплопотребления, а также технические условия энергосистемы на параллельную работу. Среди последних находятся прежде всего максимальная генерация в часы пиковых нагрузок энергосистемы и минимальная генерация в часы провалов графика энергопотребления или, как минимум, блокирование отпуска электроэнергии во внешние электросети, чего предпочтительно добиваться за счет экономических рычагов.

В соответствии с учетом всех факторов в состав когенерационного комплекса должно быть введено дополнительное оборудование, обеспечивающее стабильную генерацию при неравномерном потреблении тепловой энергии и при изменяющихся внешних условиях. Неизбежны и изменения в оставшейся части теплоэнергетической системы промышленного предприятия вне непосредственных границ когенерационного комплекса. В частности, необходима максимально возможная адаптация технологического производства к требованиям когенерационного комплекса, чего не требуется при использовании в качестве источника тепловой энергии мощностей энергосистемы, когда соответствующая сопряженная проблема переносится на источник. В первую очередь это относится к случаю использования парового теплоносителя, поскольку паровые котлы-утилизаторы во всех вариантах двигателей внутреннего сгорания (как ГТУ, так и ГПА) сопрягаются с водяными котлами-утилизаторами и возникает задача использования ТЭР не только с паровым, но и с водяным теплоносителем. Причем соотношение использования пара и сетевой воды определяется комплексом факторов: давлением пара, температурой выхлопных газов, типом ДВС. Проблема резко обостряется с ростом давления пара и снижением температуры выхлопных газов.

Выбор целевой функции оптимизации когенерационных комплексов. Для данных долгоживущих систем преобразования энергии не менее важен вопрос их оценки. Очевидно, что приоритет экономических оценок целесообразности реализации проекта безусловен. Вместе с тем ориентация лишь на экономические факторы для долгоживущих и дорогостоящих систем преобразования энергии может привести к затратным последствиям, для снижения влияния которых следует принимать во внимание энергетические критерии. Последнее требование усиливается необходимостью резкого снижения энергоемкости ВВП. В этой связи для долгоживущих рассматриваемых когенерационных систем преобразования энергии в качестве функции цели можно рассматривать годовую экономию первичного энергоресурса при ограничениях экономического характера: возврат инвестиций в требуемом отрезке времени и т. п. Характерный пример, иллюстрирующий неполную реализацию энергосберегающего потенциала, связан с переводом в последнее время отопительных котельных в малые ТЭЦ. Мощность тепловых двигателей выбирается так, чтобы в межотопительный период их загрузка была 100 %, и полностью игнорируется отопительная нагрузка, которая в данном случае во всем объеме покрывается за счет

прямого сжигания топлива. В этом случае коэффициент теплофикации оказывается минимальным и имеет место системный совокупный годовой перерасход топлива. Аргументация такого решения связана со стремлением увеличить число часов работы когенерационного оборудования с номинальной мощностью и соответственным снижением срока окупаемости, а также блокированием снижения их КПД при соответствующей разгрузке или рассеяния энергии с недостаточно охлажденными выхлопными газами ДВС при работе последних на номинальной мощности. Нетрудно убедиться, что в случае увеличения коэффициента теплофикации при выполнении экономических ограничений, упомянутых ранее, годовая системная экономия топлива будет значительно выше, т. е. в целесообразности увеличения мощности когенерационных комплексов при реализации упомянутых проектов.

Нельзя не учитывать и сугубо термодинамические требования, для чего при выбранном первичном энергоресурсе достаточно использование двух показателей:

– абсолютного КПД ТЭЦ по выработке (отпуску) электроэнергии

$$\eta_{э,абс} = 100W_э/Q_{тпл}, \%, \quad (1)$$

где W – производство (отпуск) электроэнергии, ГДж; $Q_{тпл}$ – теплота процесса горения топлива, ГДж;

– теплового КПД

$$\eta_{т} = 100Q_{теп}/Q_{тпл}, \%, \quad (2)$$

где $Q_{теп}$ – отпуск (производство) тепловой энергии, ГДж.

Все прочие показатели (КПД тепловой, КПД производства (отпуска) электроэнергии, удельная выработка электроэнергии на единицу отпущенной тепловой энергии и др.), применяемые традиционно для удобства оценок, являются функцией вышеприведенных характеристик:

– коэффициент использования топлива (КПД энергетический)

$$\eta_{ит} = \eta_{эн} = 100(W_э + Q_{теп})/Q_{тпл} = \eta_{э,абс} + \eta_{т}, \%, \quad (3)$$

– удельная выработка электроэнергии на единицу тепловой энергии

$$w_q = W_э/Q_{теп} = \eta_{э,абс}/\eta_{т}, \text{ кДж/кДж}, = 277,8\eta_{э,абс}/\eta_{т}, \text{ кВт}\cdot\text{ч/ГДж}, = \\ = 1163\eta_{э,абс}/\eta_{т}, \text{ кВт}\cdot\text{ч/Гкал}; \quad (4)$$

– электрический КПД

$$\eta_э = 100W_э / (Q_{тпл} - Q_{теп}) = \eta_{э,абс} / (1 - \eta_{т} / 100), \%. \quad (5)$$

В случае равенства $\eta_{эн}$, определенного в соответствии с (1), энергетически более эффективным оказывается вариант с более высоким абсолютным электрическим КПД (2). В этом можно убедиться с помощью эксергетического КПД, который требуется также использовать при необходимости выбора между различными первичными энергоресурсами [21]:

$$\eta_e = 100E_{\text{вых}}/E_{\text{вх}}, \%$$

где $E_{\text{вых}}$, $E_{\text{вх}}$ – соответственно эксергетические выход и вход системы, ГДж.

ВЫВОДЫ

1. Требуемое снижение энергоемкости ВВП возможно на базе перехода к новым технологиям, реструктуризации промышленного производства и повышения эффективности энергоиспользования.

2. Решение задачи повышения эффективности энергоиспользования теплотехнологических производств наименее затратно и результативно на базе природного газа в качестве первичного энергоресурса. Развитая газотранспортная сеть и инфраструктура в Республике Беларусь обеспечивают необходимые соответствующие условия.

3. Структура энергопотребления теплотехнологических предприятий такова, что они могут стать самодостаточными в вопросе электрообеспечения. На базе их теплотехнологического потребления возможно дополнительно генерировать энергетически и экономически наиболее эффективным когенерационным способом поток электроэнергии мощностью до 2 ГВт. Соответствующее снижение потребности в импорте природного газа составляет 3 млн т у. т., что обеспечивает значительное снижение энергоемкости ВВП, уменьшение энергетической составляющей себестоимости продукции, повышая устойчивость последней на внешних рынках, на которые поставляется до 70 % всего объема промышленного производства Беларуси.

4. Расширение генерации распределенными энерготехнологическими комплексами с целью снижения энергоемкости и себестоимости продукции неизбежно, что ведет к заметному перераспределению производства электроэнергии между централизованными и децентрализованными источниками, которые требуется принимать во внимание на данном этапе развития энергетического комплекса страны.

ЛИТЕРАТУРА

1. М и х а л е в и ч, А. А. Энергетическая безопасность Республики Беларусь: компоненты, вызовы, угрозы [Электронный ресурс]. – 2010. – Режим доступа: http://nmnby.eu/pub/0911/energy_security.pdf – Дата доступа: 26.03.2010.
2. К о н ц е п ц и я энергетической безопасности Республики Беларусь: Указ № 433 Президента Республики Беларусь, 17 сентября 2007 г. // Нац. реестр правовых актов Республики Беларусь. – 2007.
3. П р е з и д и у м Совмина о Директиве № 3 // Энергетика и ТЭК. – № 2. – 2008. – С. 11.
4. Э н е р г о э ф ф е к т и в н о с т ь белорусской экономики: достижения и ограничения. – Экономика и бизнес [Электронный ресурс]. – 2010. – Режим доступа: <http://news.tut.by/economics/164966.html> – Дата доступа: 26.03.2010.
5. Н о в а я Концепция энергетической безопасности. В чем отличие от прежней? // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 2. – С. 8–10.
6. С а з а н о в, Б. В. Теплоэнергетические системы промышленных предприятий / Б. В. Сазанов, В. И. Ситас. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 304 с.

7. Романюк, В. Н. Энерготехнологическая перестройка производственных предприятий / В. Н. Романюк, Я. Н. Ковалев // Известия Белорусской инженерной академии. – 2000. – № 2 (10). – С. 15–19.
8. Назмеев, Ю. Г. Теплоэнергетические системы и энергобалансы промышленных предприятий: учеб. / Ю. Г. Назмеев, И. А. Конахина. – М.: Изд-во МЭИ, 2002. – 407 с.
9. Романюк, В. Н. Интенсивное энергосбережение в теплотехнологических системах промышленного производства строительных материалов: дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.04 / В. Н. Романюк; БНТУ. – Минск, 2010. – 48 с.
10. Шински, Ф. Управление процессами по критерию экономии энергии / Ф. Шински. – М.: Мир, 1981. – 388 с.
11. Gochwenoitr, C. Regulation of Heat and Electricity Produced in Combined-Heat-and-Power Plants. Liberalization and Extent of CHP Usage / C. Gochwenoitr // THE WORLD BANK [Electronic resource]. – Data to access: <http://81.176.70.54/2603964/Regulation%20of%20Heat%20and%20Electricity%20Produced%20in%20CHP%20plants.rar?filename=Regulation%20of%20Heat%20and%20Electricity%20Produced%20in%20CHP%20plants.rar>. – 2009. – № 27201.
12. Алексеев, Б. А. Новое в энергетике: производство и потребление электроэнергии, энергетика разных стран / Б. А. Алексеев // Энергетика за рубежом. – 2005. – Вып. 5. – С. 3–13.
13. Improvement of power quality using distributed generation / A. Moreno-Munoz [et al.] // Electrical Power & Energy Systems. – 2010. – Vol. 32, № 10. – P. 1069–1076.
14. Яковлев, Б. В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения / Б. В. Яковлев. – Минск: Адукацыя і выхаванне, 2002. – 448 с.
15. К вопросу обеспечения графиков электрической нагрузки энергосистемы с привлечением потенциала энерготехнологических источников промышленных предприятий / Б. М. Хрусталева [и др.] // Энергетика и Менеджмент. – 2010. – № 1. – С. 4–11.
16. Попырин, Л. С. Эффективность технического перевооружения ТЭЦ на базе парогазовых установок / Л. С. Попырин, М. Д. Дильман // Теплоэнергетика. – 2006. – № 2. – С. 34–39.
17. Чубайс, А. Б. Энергетика: тормоз или локомотив развития экономики? / А. Б. Чубайс // Выступление и пресс-конференция председателя Правления РАО «ЕЭС России» А. Б. Чубайса «Новая инвестиционная программа холдинга РАО «ЕЭС России». – М., 2007. – Режим доступа: <http://www.rao-ees.ru/ru/news/speech/confer/prez/130207abc.ppt>
18. Трутаев, В. И. Прирост себестоимости производства электроэнергии как экономический критерий обоснования очередности разгрузки энергоустановок в ночные часы / В. И. Трутаев, В. М. Сыропушинский // Энергетическая стратегия. – 2010. – Ноябрь–декабрь. – С. 19–24.
19. Шмидель, Герд-Уве. Сервисная поддержка промышленных газовых турбин / Герд-Уве Шмидель, А. В. Гущин, В. Е. Торжков // Турбины и дизели. – 2007. – Ноябрь–декабрь. – С. 38–42.
20. Газова турбина SGTx-3000E. Техническое обслуживание, технический осмотр, основной технический осмотр. Эквивалентные часы эксплуатации. Siemens AG / Power Generation. – Раздел 1.2.4. – С. 1–6.
21. Бродянский, В. М. Экспериментальный метод и его приложения / В. М. Бродянский, В. Фратшер, К. Михалек. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 288 с.

Представлена кафедрой ПТЭ и Т

Поступила 05.01.2012