

УДК 691.004.18

К ВОПРОСУ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С ПРИВЛЕЧЕНИЕМ ПОТЕНЦИАЛА ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИСТОЧНИКОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

**Докт. техн. наук, акад. НАН Беларуси ХРУСТАЛЕВ Б. М.,
канд. техн. наук, доц. РОМАНЮК В. Н., докт. техн. наук, проф. КОВАЛЕВ Я. Н.,
магистрант КОЛОМЫЦКАЯ Н. А.**

Белорусский национальный технический университет

Проблема неравномерных графиков электрической нагрузки общеизвестна и характерна для большинства энергосистем. Известны основные пути ее решения, среди которых являются создание оптимальной структуры энергогенерирующих мощностей и реализация ограничивающих и стимулирующих мер по привлечению потребителей электроэнергии к выравниванию графиков [1]. В этом контексте в статье рассматривается использование потенциала распределенных когенерационных энерготехнологических источников, вырабатывающих электроэнергию на базе теплотехнологической нагрузки производства асфальтобетонной смеси. Кто и как может и должен взаимодействовать, какой эффект следует ожидать? Эти вопросы в статье рассматриваются в порядке обсуждения на примере производственных предприятий департамента по автомобильным дорогам «Белавтодор» Министерства транспорта и коммуникаций и Белорусской энергосистемы.

Глобальная проблема выравнивания графиков электрической нагрузки энергосистемы актуальна, и в этой связи рассматривается многими специалистами [1–7]. Перерасход топлива, связанный с неравномерностью генерации электроэнергии, лишь на одной Лукомльской ГРЭС составляет ежегодно ≈ 69 тыс. т у. т. [1]. В Республике Беларусь в отопительный период в ночные часы из-за провалов электропотребления вынужденно требуется разгружать даже энергетически наиболее эффективные электрогенерирующие мощности теплоэлектроцентралей (ТЭЦ): вытесняется пар отборов турбин, а обеспечение тепловых нагрузок осуществляется непосредственно от котлов. Разгрузка ТЭЦ ниже теплового графика уже в настоящее время составляет 250–350 МВт [6, 7]. Величину годового перерасхода топлива, связанного с разгрузкой ТЭЦ, можно оценить до ≈ 60 тыс. т у. т. Та-

кому затратному и вынужденному решению задачи в настоящее время в условиях энергосистемы Республики Беларусь пока нет энергоэффективного альтернативного варианта. В перспективе предвидится серьезная, кропотливая работа, поскольку проблема затрагивает интересы не только энергетиков. В контексте такой ситуации рассмотрим один из вариантов ответов.

В энергосистеме, где определяющими являются тепловые электростанции (ТЭС), остается неизбежным регулирование нагрузки с помощью все тех же паротурбинных мощностей. С вводом в строй в Беларуси атомной электрической станции в соответствии с ее характеристиками суммарная мощность генерации остальных источников должна быть сокращена на 2,4 ГВт. Основная часть конденсационных ТЭС в этом случае оказывается предельно разгруженной, что затруднит реагирование на изменения графика нагрузки. Требуется мощности, позволяющие в соответствии с колебаниями нагрузки изменять генерацию электроэнергии вплоть до полного и быстрого прекращения и возобновления работы. Данным качеством обладают газотурбинные надстройки парогазовых установок ТЭЦ, адаптированные к решению рассматриваемой задачи. В этой связи разворачивающийся перевод паротурбинных ТЭС на парогазовую технологию связан не только с повышением эффективности использования природного газа при генерации электроэнергии, но и отвечает в том числе решению задачи прохождения ночных провалов нагрузок: в часы отсутствия спроса останавливаются газотурбинные надстройки, котлы-утилизаторы сохраняют свой температурный режим за счет пара, поступающего в них по параллельным линиям связей ТЭЦ, паротурбинная часть, имеющая мощность в несколько раз меньшую сопряженной газотурбинной надстройки, продолжает работу. Платой за подобное решение является неэффективное использование вы-

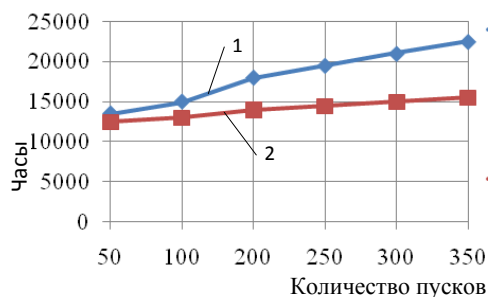


Рис. 1. Изменение эквивалентного числа часов наработки газотурбинных установок: 1 – эквивалентные часы наработки в пиковом режиме; 2 – то же в базовом режиме

сокоэкономичных парогазовых мощностей: пережог топлива за счет увеличения удельного расхода топлива с ≈ 160 г парогазовой установки ТЭЦ до ≈ 200 г паротурбинной ТЭЦ. Годовой перерасход топлива при указанном регулировании можно оценить на уровне 30 тыс. т у. т. Кроме того, прерывание работы газотурбинной установки (ГТУ) приводит к увеличению ее эквивалентного числа часов эксплуатации в $\approx 1,5$ раза, или до ≈ 70 ч на каждом пуске (рис. 1).

В ряде работ подробно анализируются суточные графики для периода отопительных нагрузок, рассматриваются основные пути решения и проблемы обеспечения нагрузок, дивиденды, которые получают энергосистема и субъекты хозяйствования при решении задачи выравнивания электрических нагрузок [1–5]. Современные решения подобных вопросов должны носить комплексный характер, чем объясняются предложение и рассмот-

рение возможности привлечения потребителей электроэнергии к выравниванию суточного потребления за счет рычагов административного и экономического воздействия [4, 5]. Требуется системное рассмотрение всех возможных вариантов подхода к решению затронутой проблемы. Ниже рассматривается вариант, энергетически эффективный для хозяйственного комплекса Республики Беларусь, экономически выгодный для многих структур хозяйствования, в данном случае – для таких значимых, как Минэнерго и департамент по автомобильным дорогам «Белавтодор».

Возможность использования специфики режимов работы и особенности технологии асфальтобетонных заводов (АБЗ) для покрытия максимумов нагрузки в неотапливаемый период с помощью когенерационных газопоршневых модулей, использующих теплотехнологическую нагрузку производства асфальтобетонной смеси, известны [8, 9]. Здесь приводятся результаты анализа данного предложения на примере соответствующих предприятий департамента «Белавтодор».

Теплотехнология горячей асфальтобетонной смеси. Структура расходной части энергобаланса, характерная для большинства АБЗ Республики Беларусь, приведена на рис. 2.

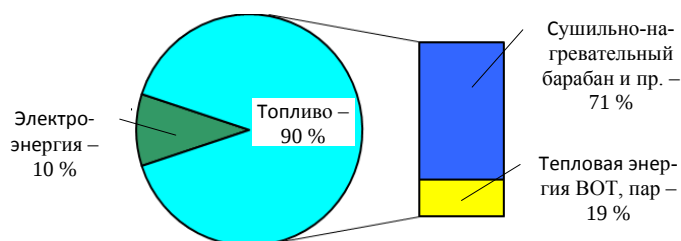


Рис. 2. Структура расходной части энергобаланса асфальтобетонных заводов

Удельный расход энергоресурсов на тепловую обработку 1 т асфальтобетонной смеси определяется в 13 кг у. т. Основное количество энергии (71 %) при получении асфальтобетонной смеси расходуется непосредственно с дымовыми газами при генерации сушильного агента (СА) с температурой до 500 °С в сушильно-нагревательном барабане путем прямого сжигания топлива. Около 19 % энергии расходуется в битумном переделе в тепловой форме, поступающей от собственных котельных с потоками пара или с высокотемпературных органических теплоносителей (ВОТ). Требуемая температура тепловой обработки компонентов асфальтобетонной смеси не превышает 200 °С. В энергообеспечении подобной низкотемпературной теплотехнологии с позиций энергетической эффективности должен использоваться энергоресурс соответствующего потенциала. Наиболее просто обеспечить данное условие с помощью двигателей внутреннего сгорания (ДВС), например когенерационных комплексов, когда требуемые энергоресурсы генерируются в ходе преобразования тепловой энергии в электроэнергию, а выхлопные газы используются в роли СА. Тепловая энергия систем охлаждения ДВС может быть использована для тепловой подготовки битума. Апробация подобной комбинации установок в Республике Беларусь успешно прошла на многих теплотехнологиях, на-

пример на участке сушки ПРУП «Белорусский цементный завод». Для реализации такого энерготехнологического комбинирования в состав АБЗ следует интегрировать соответствующие когенерационные комплексы на базе газопоршневых агрегатов (рис. 3) [10].

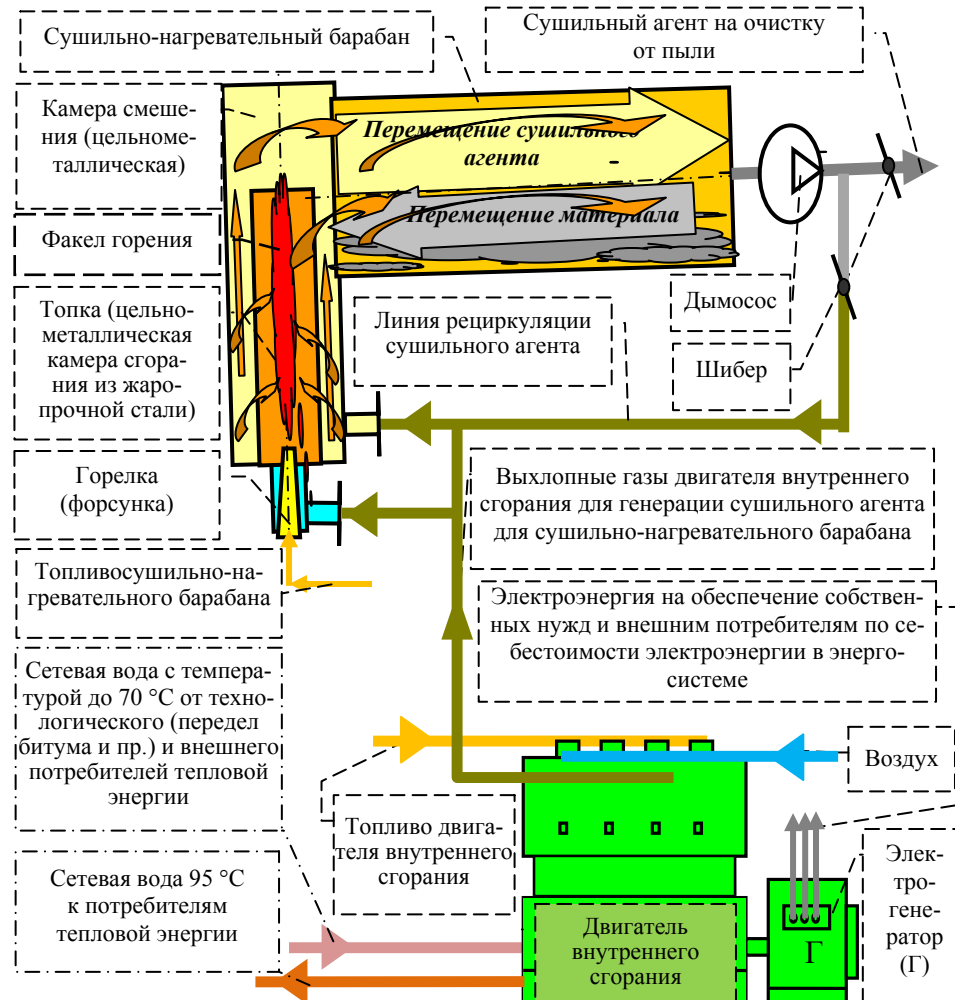


Рис. 3. Схема комплекса для комбинированной выработки энергопотоков на базе теплотехнологии горячей асфальтобетонной смеси, образованная в результате сопряжения двигателя внутреннего сгорания и сушильно-нагревательного барабана

Возможно сочетание обоих указанных выше способов генерации СА, при этом комбинация расходов выхлопных газов от ДВС и дымовых газов прямого сжигания топлива может быть индивидуальной в соответствии с требованиями конкретного предприятия. Это обеспечивает надежность протекания основного теплотехнологического процесса, так как в любой момент реализуется возможность перехода от комбинированной генерации СА к традиционной генерации прямым сжиганием топлива. Сложившиеся компоновки АБЗ позволяют без больших проблем осуществить подобную реструктуризацию их теплоэнергетической системы. При этом, исходя из единичной производительности смесителей, преобладающих на АБЗ де-

партамента (выход готовой асфальтобетонной смеси – 50–100 т/ч), работу которых и обеспечивают сушильно-нагревательные барабаны, наиболее подходят когенерационные модули в контейнерном исполнении с единичной электрической мощностью около 2 МВт. Монтаж подобных комплексов максимально упрощен, поскольку в их составе имеется все необходимое для автономной работы после присоединения оборудования к инженерным сетям: природного газа, электроэнергии, сетевой воды, выхлопных газов. Количество указанных модулей, необходимых для типового АБЗ приведенной выше производительности, составляет величину от двух до четырех единиц [9]. Выбор типоразмера и числа рассматриваемых модулей для одного сушильно-нагревательного барабана определяется из соображений надежности обеспечения основных технологических процессов тепловой обработки и с учетом необходимости решения ряда сопряженных задач.

В настоящее время число АБЗ только на предприятиях департамента «Белавтодор» составляет величину порядка $1,5 \cdot 10^2$ ед. С их помощью выпускается до ≈ 8 млн т асфальтобетонной смеси в год. Сравнимое количество АБЗ находится в системе коммунального хозяйства республики.

Специфика АБЗ заключается в том, что при всей значимости и актуальности их продукции имеет место крайне неравномерный режим работы предприятий. Во-первых, АБЗ работают с конца апреля до конца октября, т. е. имеет место сезонный режим в противофазе отопительному сезону. Во-вторых, асфальтобетонная смесь выпускается только в светлое время суток, т. е. в часы наибольшей суточной загрузки энергосистемы. В ночное время АБЗ стоят. Такой график работы и суммарное количество заводов в стране определяются требованиями укладки асфальтобетонного покрытия. Годовое число часов работы АБЗ, выпускающих асфальтобетонные смеси, находится на уровне 2,0 тыс. [8, 9].

При производстве асфальтобетонной смеси около 7 млн т (90 % годового объема 2008 г.) потребление условного топлива составит величину на уровне ≈ 90 тыс. т. В этом случае замещение прямого сжигания топлива комбинированным энергообеспечением с помощью газопоршневых агрегатов на базе тепловых нагрузок АБЗ можно определить величиной ≈ 85 %. В объемах годового производства асфальтобетонной смеси этой величине тепловой энергии соответствует 0,54 млн Гкал, или около 77 тыс. т у. т. У современных газопоршневых агрегатов электрический и тепловой КПД практически равны, что позволяет рассчитать годовую выработку электроэнергии на АБЗ когенерационными комплексами на базе газопоршневых агрегатов величиной $6,3 \cdot 10^2$ ГВт·ч. Годовое электропотребление АБЗ, соответствующее выпуску 7 млн т асфальтобетонной смеси, находится на уровне $0,1 \cdot 10^2$ ГВт·ч (при среднем по предприятиям удельном расходе электроэнергии на выпуск 1 т асфальтобетонной смеси 15 кВт·ч). Годовой отпуск электроэнергии сторонним потребителям в этом случае составит около $0,5 \cdot 10^2$ ГВт·ч.

Режим работы рассматриваемых электрогенерирующих когенерационных установок АБЗ, вытекающий из особенностей технологии асфальтобетонной смеси, хорошо подходит для их использования в качестве части

генерирующих мощностей энергосистемы в часы полупиковых и пиковых нагрузок неотопительного периода. В часы ночных провалов электрогенерирующие мощности АБЗ простаивают из-за особенностей основного технологического процесса, а в светлое время суток работают с удельным расходом топлива ниже 150 г/(кВт·ч). Суммарная электрическая мощность генерации на базе теплотехнологического потребления в системе предприятий департамента «Белавтодор» оценивается в 0,3–0,6 ГВт.

Очевидно, что экономические ограничения, связанные, например, со сроком возврата инвестиций, не могут быть выполнены в случае такого низкого годового числа часов использования когенерационных мощностей, определенного ранее $\approx 2,0$ тыс. ч. В этой связи оказывается незаменимым использование контейнерных комплексных установок, допускающих их демонтаж, перевозку и установку на новом месте в течение трех рабочих смен. Естественно, что инженерные сети обеспечения на новом месте работы должны быть подготовлены заранее.

В контексте изложенных обстоятельств можно предложить в качестве обсуждения следующую схему использования когенерационных контейнерных модулей: в межотопительный сезон установки эксплуатируются на АБЗ, в оставшееся время отопительного сезона – на ближайших котельных, например входящей в систему Минэнерго. В обоих случаях когенерационные комплексы выполняют роль пиковых мощностей, работая на АБЗ параллельно со штатной системой генерации СА, а в котельной – параллельно с существующими теплогенерирующими установками. Использование для покрытия пиковых электрических нагрузок мини-ТЭЦ, совмещенных с котельными, рассматривается в [11]. В результате применения когенерационных комплексов на объектах, взаимодополняющих друг друга по сезонам в плане загрузки электрогенерирующего оборудования, число часов работы в году таких когенерационных модулей с номинальной мощностью увеличивается до 5–6 тыс., что отвечает существующим экономическим ограничениям по срокам возврата инвестиций. В ряде случаев возможно обеспечить работу основного оборудования АБЗ в течение всего года, организовав на их базе в зимнее время выпуск сухих строительных смесей.

Оценка использования когенерационных комплексов асфальтобетонных заводов в роли полупиковых и пиковых мощностей. Анализ использования полупиковых и пиковых мощностей в отопительный период весьма обстоятельно приведен в [1–4]. Здесь рассматривается межотопительный период, когда работают АБЗ. Для энергосистемы с доминированием тепловых электростанций характерны четыре типа графиков нагрузок: рабочие и выходные дни отопительного и межотопительного сезонов [1, 2]. График электрической нагрузки энергосистемы за рабочие сутки неотопительного периода приведен на рис. 4. Следует отметить достаточно приемлемое совпадение графиков в течение рабочих дней недели и их повторение в течение длительного периода (рис. 5, 6). Представительность графиков подробно рассматривается в [1–4]. Диапазон регулирования нагрузки энергосистемы в рабочие дни межотопительного периода составляет 1,4–1,9 МВт (табл. 1).

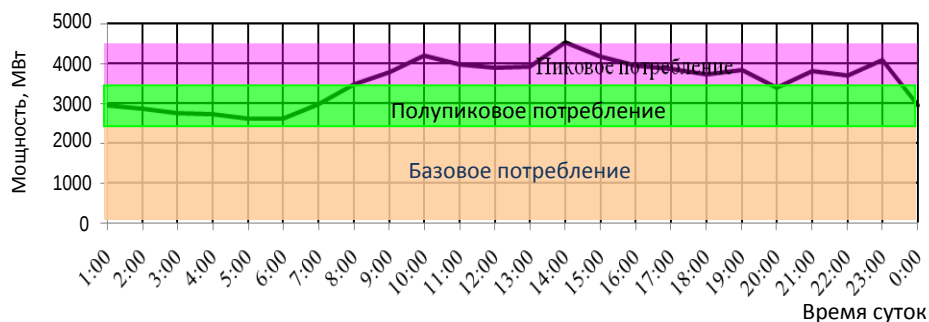


Рис. 4. Суточный график нагрузки энергосистемы за 13.07.2009

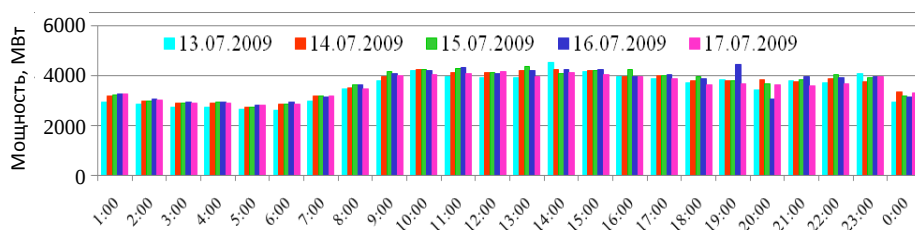


Рис. 5. Суточные графики нагрузки энергосистемы за рабочую неделю межотопительного периода

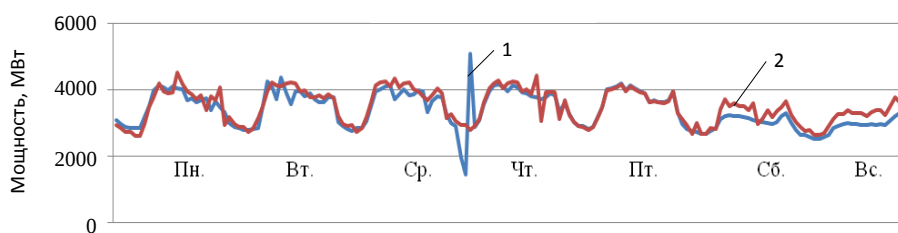


Рис. 6. Суточные графики нагрузки энергосистемы в течение рабочей недели межотопительного периода: 1 – 2004 г.; 2 – 2009 г.

В базовой, более экономичной зоне суточного графика нагрузки в энергосистеме с преобладанием ТЭС работают, как правило, ТЭЦ. Для покрытия полупиковых и пиковых нагрузок вынужденно используются конденсационные ТЭС, имеющие большие удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии (≈ 320 г/(кВт·ч)). Удельный расход топлива последних зависит от нагрузки энергоблоков, что увеличивает пережог топлива. Например, при разгрузке до технического минимума удельный расход условного топлива Лукомльской ГРЭС увеличивается на ≈ 24 г/(кВт·ч) ($\approx 8\%$) относительно расхода на номинальной нагрузке. В общем случае за межотопительный период в течение рабочих дней только на Лукомльской ГРЭС перерасходуется порядка 24 тыс. т у. т. [1]. При тарифе на покупку природного газа 174 дол. за 1 тыс. м³, который «Газпром» установил для Республики Беларусь в 2010 г., указанный перерасход оценивается в 3,5 млн дол. в год.

В свете изложенного предлагаемое использование когенерационных источников на базе теплотехнологии асфальтобетонной смеси производственных предприятий департамента «Белавтодор» может позволить:

- снизить в часы максимумов нагрузку на мощности Минэнерго на $\approx 3 \cdot 10^2$ МВт, или ≈ 20 %;
- заместить генерацию на конденсационных ТЭЦ с удельным расходом с учетом потерь при передаче и работой в режиме неполной загрузки, равным $(320 + 24) \cdot 1,05 = 361$ г/(кВт·ч), генерацией на распределенных установках с удельным расходом до 150 г/(кВт·ч), т. е. меньшим на 210 г/(кВт·ч).

Таблица 1

**Характеристики графика нагрузок энергосистемы в течение рабочих суток
межотопительного периода 2009 г.**

Время	13.07	14.07	15.07	16.07	17.07
Максимальная мощность, МВт	4533	4240	4368	4432	4178
	14:00	10:00	13:00	19:00	12:00
Минимальная мощность, МВт	2621	2740	2747	2806	2806
	6:00	5:00	5:00	5:00	5:00
Средняя мощность за сутки, МВт	3536	3644	3691	3684	3590
Коэффициент неравномерности	0,58	0,65	0,63	0,63	0,67
Коэффициент заполнения	0,78	0,86	0,85	0,83	0,86
Максимальный диапазон регулирования нагрузки, МВт	1912	1500	1621	1626	1372

Эффект от выравнивания графиков электрической нагрузки включает шесть составляющих, которые достаточно подробно рассматриваются в [1–4]. Наиболее значимые, связанные с затратами на строительство требуемых мощностей и пережог топлива, в рассматриваемом варианте пиковых мощностей можно оценить следующим образом. Очевидно, что для страны имеет место положительный эффект, связанный с уменьшением импорта топлива на уровне 0,3 млн т у. т. Одновременно для обеих вовлекаемых в этот процесс структур достигается:

- на АБЗ департамента «Белавтодор», обеспечивающих тепловую нагрузку ТЭЦ, снижаются финансовые затраты на энергообеспечение производства асфальтобетонной смеси, которым требуется электроэнергия, а это около 17 % генерации сопряженных когенерационных комплексов, отпускается по себестоимости, как и вся тепловая энергия этих технологических установок комбинированной выработки. Годовая экономия на предприятиях департамента «Белавтодор» составит до 9 млн дол.;
- в энергосистеме получают экономию топлива за счет использования пиковых мощностей с меньшим удельным расходом топлива более чем в два раза ниже, чем удельный расход на вытесняемых мощностях конденсационных ТЭС. В течение периода работы АБЗ для реализации вне этих предприятий вырабатывается до $5 \cdot 10^2$ ГВт·ч электроэнергии (не менее 83 % генерации) с соответствующим увеличением прибыли энергосистемы. В отопительный период вся тепловая энергия и электроэнергия остаются в распоряжении энергосистемы, поскольку производится на базе тепловых нагрузок котельных, принадлежащих энергосистеме. В итоге за год генерируется до $1,6 \cdot 10^3$ ГВт·ч электроэнергии с удельным расходом то-

плива ниже альтернативных конденсационных мощностей на 200 г/(кВт·ч) (с учетом пережога при работе в режиме, отличном от номинального). В результате в течение года экономится не менее 0,3 млн т у. т., или более 50 млн дол.

В складывающихся условиях, на наш взгляд, следует рассмотреть целесообразность строительства и эксплуатации указанных когенерационных комплексов АБЗ непосредственно Минэнерго, где имеются квалифицированные кадры для проектирования, строительства и эксплуатации подобных систем. Вложения в рассматриваемые когенерационные комплексы суммарной электрической мощностью 0,3 ГВт с учетом затрат на создание необходимых систем инженерного обеспечения составят 1,3 дол./Вт, или 0,4 млрд дол., что на 0,2 млрд дол. меньше, чем вложения в альтернативные мощности на базе ГТУ. В то же время требуемые инвестиции для строительства газотурбинных надстроек велики. Например, при общей мощности ГТУ 300–350 МВт, ввод которых планируется на двух ТЭЦ при переводе последних на парогазовую технологию, оцениваются величиной до 600 млн дол. На введение в эксплуатацию указанных новых генерирующих мощностей удельные затраты превышают 2,0 дол./Вт, т. е. для создания традиционных генерирующих мощностей на уровне указанных ранее 0,3 ГВт требуется не менее 0,6 млрд дол. Существенным фактором является и то, что срок службы ГТУ в пиковом режиме оказывается существенно меньшим. Зависимость эквивалентного числа часов наработки ГТУ является многофакторной и определяется субъективными и объективными обстоятельствами [12, 13]. Значения эквивалентного числа часов наработки ГТУ, свободные от экстремальных обстоятельств, увеличивающих их значение, приведены на рис. 1. Очевидно, что при общем числе часов эксплуатации ГТУ 100–120 тыс. срок службы в базовом режиме составляет около семи-восьми лет, в пиковом режиме – пять-шесть лет.

В рассматриваемых условиях у ГТУ срок службы оказывается значительно меньше, чем у газопоршневых агрегатов. Использование ГТУ в пиковом режиме, когда ежедневно имеют место остановки и пуск, означает в течение года увеличение моторесурса до 20 тыс. ч при 6 тыс. ч фактической работы. Пробег до капитального ремонта большинства ГТУ составляет 25–48 тыс. ч, т. е. в таком режиме работы через 1,5–2,5 года потребуются капитальный ремонт двигателя, что подтверждает опыт Мосэнерго [14]. Общий срок эксплуатации составит пять-восемь лет. В то же время для газопоршневых агрегатов не лимитируются пуски и остановки и с ними не связывают потери моторесурса. При годовой наработке в пиковом режиме 6 тыс. ч и допустимом числе эксплуатации 240 тыс. ч, срок службы газопоршневого агрегата доходит до 40 лет. В итоге требуемые инвестиции на обновление ГТУ по факту возрастают за срок службы газопоршневых агрегатов, как минимум, в четыре раза. В расчете на год экономия оценивается величиной $(0,6 \cdot 4 - 0,4) \cdot 10^3/40 = 50$ млн дол. Возврат инвестиций в когенерационные комплексы АБЗ только за счет снижения затрат на покупку природного газа (50 млн дол.) и за счет уменьшения суммарных инвестиций, отнесенных к одному году (50 млн дол.), без учета прочих составляющих положительного эффекта обеспечи-

вается за 3,5 года. Другие статьи положительного эффекта не менее значимы. Например, ускоренная оборачиваемость инвестиций позволяет уже через 4,5 года те же 0,4 млрд дол. использовать в других целях. Нетрудно видеть, что подобные накопление и использование инвестиций далее возобновляются, и это важный фактор.

Сроки установки контейнерного модуля, создания необходимой инфраструктуры и ввода его в эксплуатацию не превышают одного года. Количество персонала для обслуживания указанных 0,3 ГВт мощностей в двусменном режиме оценивается величиной менее 1 тыс. чел. Указанные комбинированные генерирующие мощности следует рассматривать не вместо традиционных, а как дополнение, обладающее большей маневренностью, эффективностью и экономичностью, обеспечивающее более простую эксплуатацию оборудования традиционных ТЭС.

Для успешной реализации предлагаемого проекта необходимо дальнейшее рассмотрение комплекса вопросов, связанных с разработкой обеспечения технического, эксплуатационного, управленческого, что требует создания математической модели, охватывающей комплекс генерирующих мощностей, как крупных, входящих в состав Минэнерго, так и мелких распределенных, в том числе, находящихся в ином подчинении. Также требуется юридическое обеспечение для урегулирования взаимодействия Минэнерго и департамента «Белавтодор», для чего необходимо принятие соответствующего законодательного документа.

Здесь следует остановиться на важной проблеме, поднятой известным системным специалистом в энергетике Республики Беларусь В. И. Трутаевым, поскольку она непосредственно касается материала данной статьи [10]. Безусловно, малые ТЭЦ, которые представляют и когенерационные энерготехнологические комплексы, оказались на перекрестке экономических интересов энергосистемы и предприятий, создававшихся в иных экономических условиях. Предприятия сегодня вынуждены в новых условиях самостоятельно конкурировать на внешних рынках, на которых необходимо реализовать большую часть промышленной продукции Республики Беларусь. Энергоемкость продукции предприятий республики высока, что грозит потерей ее конкурентоспособности в первую очередь на внешних рынках. Прекращение работы промышленных предприятий – основных покупателей энергоресурсов – также пагубно для энергосистемы, поскольку в этом случае теряется потребление электроэнергии и снижается платежеспособность населения за потребляемую энергию. В этой связи в новых экономических условиях в хозяйственном комплексе Республики Беларусь интересы промышленных предприятий первичны. Промышленные теплотехнологии в Республике Беларусь, ориентированные на экспорт, остро нуждаются в снижении энергетической составляющей себестоимости. Структура и большая часть генерирующих мощностей энергосистемы устарели и физически, и морально, и как следствие имеют место высокие тарифы на предоставляемые энергоресурсы. Отмена к 2014 г. перекрестного субсидирования в величине тарифов и их вклада в энергетическую составляющую себестоимости продукции промышленных предприятий практически не изменит ситуацию: тарифы на электроэнергию для большинства промышленных предприятий чрезмерно высоки и не соответствуют их

экономическим возможностям. Руководство предприятий обязано принимать любые необходимые шаги для сохранения и упрочения существующих позиций своей продукции на традиционных рынках, а также продвижения на новые рынки. Необходимо проводить все возможные мероприятия, в том числе и использование их тепловой нагрузки для собственной выработки дешевой электроэнергии. Известно, что энергетически идеальное предприятие не должно потреблять электроэнергию, произведенную отдельным способом [15]. Запретительные административные меры на параллельную работу с энергосистемой приведут к тому, что теплотехнологические предприятия отключатся от энергосистемы и перейдут на автономное электроснабжение от собственных источников. В качестве альтернативного решения необходимо рассмотреть создание единой связанной со смежными энергосистемами соседних стран эффективной расширенной энергосистемы, включающей в себя все возможные генерирующие источники, в том числе и когенерационные распределенные мощности промышленных предприятий. Следует начать разработку математической модели такой расширенной энергосистемы, позволяющей оценить влияние того или иного фактора на эффективность как энергетическую, так и экономическую, т. е. требуется учитывать последствия изменений энергетической составляющей себестоимости промышленных предприятий.

Такая работа необходима, так как уже в обозримом будущем структура генерации в стране будет изменяться за счет диверсификации первичных энергоресурсов (местные виды топлива, ядерная, солнечная, гидроэнергия и пр.). Развитие малой энергетики рассматривается как один из путей выхода из кризиса энергетики России, и ее перспективность признана мировым сообществом [16–20].

Создание когенерационных технологических комплексов на предприятиях должно осуществляться в сочетании с ревизией и адаптацией их базовой теплотехнологии к новым условиям на рынке энергоресурсов и условиям, которые им предоставляет соответствующая реструктуризация их теплоэнергетической системы [9]. РУП «Новополоцкий БВК» тому подтверждение: модернизация оборудования и адаптация теплотехнологии этого предприятия к современным требованиям энергообеспечения, как оказалось, при меньших инвестициях приводят к большему эффекту, чем в варианте установки когенерационного комплекса без учета обратной энергетической связи. В результате такого взвешенного системного подхода создание собственного когенерационного комплекса на базе изменения технологии под воздействием энергетики сопровождается увеличением тепловой нагрузки на ТЭЦ энергосистемы, снабжающей предприятие паровым теплоносителем, более чем в два раза за счет вытеснения потребления электроэнергии и природного газа. Этот пример еще раз подчеркивает правильность утверждения, что при должном подходе соответствующие когенерационные комплексы не конкурируют с существующими ТЭЦ, а дополняют их [16].

Для восстановления позиций энергосистеме требуется предоставить услуги предприятиям на условиях, сопоставимых с теми, что дают последним собственные малые ТЭЦ. Энергосистема сегодня предприняла определенные шаги в этом направлении и для большинства ведущих ТЭЦ раз-

рабатываются проекты перехода на парогазовую технологию, что позволит не только более гибко регулировать генерацию электроэнергии, о чем упоминалось выше, но и снизить тарифы для предприятий на тепловую энергию и электроэнергию из-за их более низкой себестоимости. Примеров в изменении отношения предприятий к продукции энергосистемы с изменением тарифов можно найти и в Республике Беларусь, например ОАО «Азот» и РУП «Гродноэнерго», ОАО «Нафтан» и Новополоцкая ТЭЦ.

Другое направление по восстановлению позиций энергосистемы, которое, к сожалению, полностью ныне игнорируется, указано в настоящей работе: это совместная деятельность промышленных предприятий и энергосистемы. Если и те, и другие оказались заложниками прошлого периода, то и выходить из сложнейшей ситуации надо совместно. Как показано на примере предприятий департамента «Белавтодор», этот путь дает обоюдную выгоду и субъектам хозяйствования, вовлеченным в совместную деятельность, и государству в целом. Таких теплотехнологических предприятий в республике достаточно, и энергетикам в новых экономических условиях следует использовать все пути реализации их энергосберегающего потенциала в общих интересах. Промышленность Республики Беларусь самодостаточна в плане обеспечения ее потребности в электроэнергии, генерируемой на своем технологическом потреблении тепловой энергии на базе ДВС [21]. Избыточные электрогенерирующие мощности, которые неизбежно возникают в итоге всех требуемых преобразований энергосистемы, следует использовать для экспорта электроэнергии, например в Германию, планирующую импортировать поток электроэнергии мощностью до 25 ГВт [16].

В настоящее время малые ТЭЦ имеются на многих теплотехнологических предприятиях. Мощность этих распределенных источников электроэнергии на текущий момент превышает 0,36 ГВт. В их составе преобладают установки с газообразным рабочим телом, позволяющие быстрые пуск и остановку без ущерба для моторесурса в течение 5–10 мин. Особенностью интеграции когенерационных комплексов непосредственно в теплотехнологию является то, что исходя из требований надежности обеспечения бесперебойной работы базовых технологий предприятий, схема сопряжения когенерационных комплексов и технологических установок предусматривает в любой момент переход предприятия на работу в раздельном режиме. В свете последнего обстоятельства возможно использование и этих мощностей для регулирования генерации электроэнергии в энергосистеме. Для реализации этого пути предприятиям предлагается обеспечить экономическую целесообразность его использования с помощью соответствующих дифференцированных тарифов [4, 5].

ВЫВОДЫ

1. Промышленные теплотехнологии Республики Беларусь остро нуждаются в снижении энергетической составляющей себестоимости.
2. Энергосистема нуждается в более маневренных и экономичных генерирующих мощностях, в сохранении и расширении сбыта своей продукции.

3. Следует рассмотреть более детально необходимость соединения интересов промышленных предприятий и энергосистемы, в том числе и в совместной деятельности, направленной на использование потенциала теплотехнологий в генерации дешевой электроэнергии на когенерационных энерготехнологических комплексах. Для успешной реализации выявленного энергосберегающего потенциала необходимо урегулирование вопросов взаимодействия Минэнерго и (в данном примере) департамента «Белавтодор» путем принятия соответствующего законодательного документа. Совместная производственная деятельность энергосистемы с теплотехнологическими предприятиями только на примере производственных предприятий департамента «Белавтодор» позволяет:

– для страны:

- снизить годовую потребность в импорте природного газа на величину на уровне 300 тыс. т у. т.;

- увеличить в малых населенных пунктах число квалифицированных рабочих мест на 1 тыс.;

– для предприятий Минэнерго:

- облегчить решение задачи регулирования электрических нагрузок;

- уменьшить требуемые первоначальные инвестиции для решения указанной выше задачи на величину не менее 0,15 млрд дол.;

- сократить годовые издержки на 0,1 млрд дол. за счет снижения расходов на покупку природного газа более 50 млн дол. и амортизационных отчислений до 50 млн дол.;

– для предприятий Департамента «Белавтодор»:

- сократить годовые затраты на приобретение энергоресурсов для обеспечения потребностей АБЗ на величину до 9 млн дол. при годовом выпуске асфальтобетонной смеси до 8 млн т;

- повысить уровень квалификации персонала на АБЗ, поскольку в процесс выпуска асфальтобетонной смеси вовлекаются новейшее современное оборудование и соответствующий обслуживающий персонал.

ЛИТЕРАТУРА

1. Г у р т о в ц е в, А. Л. Выравнивание графиков электрической нагрузки энергосистемы / А. Л. Гуртовцев, Е. П. Забелло // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 7/8. – С. 13–20.

2. Г у р т о в ц е в, А. Л. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика / А. Л. Гуртовцев, Е. П. Забелло // Новости электроТехники. – 2008. – № 5(53). – С. 108–114.

3. Г у р т о в ц е в, А. Л. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика / А. Л. Гуртовцев, Е. П. Забелло // Новости электроТехники. – 2008. – № 6(54). – С. 48–50.

4. З а б е л л о, Е. П. Косвенные методы управления электрическими нагрузками в Белорусской энергосистеме / Е. П. Забелло, А. И. Сульжиц, А. М. Сульжиц // Энергетика и ТЭК. – 2009. – № 4. – С. 22–26.

5. З а б е л л о, Е. П. Косвенные методы управления электрическими нагрузками в Белорусской энергосистеме / Е. П. Забелло, А. И. Сульжиц, А. М. Сульжиц // Энергетика и ТЭК. – 2009. – № 5. – С. 16–18.

6. К о р о т к е в и ч, А. Баланс мощностей Белорусской энергосистемы и проблемы регулирования суточного графика нагрузок / А. Короткевич, О. Фоменко // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 4. – С. 12–15.

7. П о с п е л о в а, Т. Г. Стратегический потенциал ресурсо- и энергосбережения. Выравнивание национального графика нагрузки / Т. Г. Поспелова, Г. В. Кузьмич // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 7/8. – С. 21–25.
8. Р о м а н ю к, В. Н. Основы эффективного энергоиспользования на производственных предприятиях дорожной отрасли: учеб. пособие / В. Н. Романюк, В. Н. Радкевич, Я. Н. Ковалев; под ред. Я. Н. Ковалева. – Минск: УП «Технопринт», 2001. – 291 с.
9. Р о м а н ю к, В. Н. Интенсивное энергосбережение в промышленных теплотехнологиях / В. Н. Романюк; под общ. ред. Б. М. Хрусталева. – Минск: БНТУ, 2009. – 380 с.
10. Т р у т а е в, В. И. Малые ТЭЦ промышленных предприятий на перекрестке экономических интересов / В. И. Трутаев // Энергия и менеджмент. – 2009. – Май – июнь. – С. 5–10.
11. С е д н и н, В. А. Возможность использования энергетических комплексов промышленных предприятий для покрытия пиковых электрических нагрузок / В. А. Седнин, А. В. Седнин, М. Л. Богданович // Энергия и менеджмент. – 2009. – № 1. – С. 6–10.
12. Ш м и д е л ь, Герд-Уве. Сервисная поддержка промышленных газовых турбин / Герд-Уве Шмидель, А. В. Гушин, В. Е. Торжков // Турбины и дизели. – 2007. – Ноябрь – декабрь. – С. 38–42.
13. Г а з о в а я турбина SGTx-3000E. Техническое обслуживание, технический осмотр, основной технический осмотр. Эквивалентные часы эксплуатации. Siemens AG/ Power Generation. – Раздел: 1.2.4. – С. 1–6.
14. Ц а н а е в, С. В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / С. В. Цанаев, В. Д. Буров, А. Н. Ремезов; под общ. ред. С. В. Цанаева. – 2-е изд., стереотип. – М.: Издательский дом «МЭИ», 2006. – 584 с.
15. Ш и н с к и, Ф. Управление процессами по критерию экономии энергии / Ф. Шински. – М.: Мир, 1981. – 388 с.
16. Г р и ц ы н а, В. П. Развитие малой энергетики – естественный путь выхода из наступившего кризиса энергетики / В. П. Грицына // Промышленная энергетика. – 2001. – № 8. – С. 12–15.
17. К у р с – на децентрализацию. Отечественная распределенная энергетика отберет 20–30 % «пирога» у централизованной / Н. Воропай [и др.] // Мировая энергетика. – 2005. – № 10. – С. 30–32.
18. Т р о и ц к и й, А. А. Программа ARES – завершен первый этап / А. А. Троицкий // Турбины и дизели. – 2006. – Март – апрель. – С. 2–7.
19. З а д д э, В. В. ВИЗ, мини-ТЭЦ и будущее энергетики России / В. В. Заддэ // Энергия. – 2005. – № 9. – С. 42–49.
20. Г р и ц ы н а, В. П. Стратегический план развития малых локальных энергоустановок в США / В. П. Грицына // Промышленная энергетика. – 2001. – № 12. – С. 50–53.
21. Р о м а н ю к, В. Н. Возможности качественного расширения теплофикации на базе теплотехнологических систем преобразования вещества / В. Н. Романюк, В. К. Судилковский // Энергетика... (Изв. высш. учеб заведений и энерг. объединений СНГ). – 2005. – № 6. – С. 48–54.

Представлена
кафедрой ПТЭ и ТТ

Поступила 29.12.2009