

Три причины высокой энергоёмкости российского ВВП

Проезжая по нашей столице, каждый мог обратить внимание, насколько сильно парят московские ТЭЦ. Так, от каждой градирни ТЭЦ средней производительности сбрасывается в атмосферу порядка 200-400 Гкал-ч, что равно теплу примерно двух-пяти котельных большой производительности.

В то же время наряду с работой ТЭЦ и ГРЭС на атмосферу в крупных городах работают и проектируются множество котельных, в лучшем случае мини-ТЭЦ с низкими параметрами пара. Квалифицированный инженерный расчет показывает, что в случае, когда на ТЭЦ или ГРЭС города Москвы, Красноярска, Санкт-Петербурга, Омска и т.д. работает хотя бы одна градирня, безвозвратная потеря топлива на котельных этого города за отопительный сезон составляет порядка 75-80 процентов от количества сожженного топлива на этой котельной! Надо себе только представить, что из-за отсутствия адекватного энергосберегающего законодательства, такого, как в Дании, Германии, запрещающего строительство котельных без комбинированного производства электричества на базе теплового потребления, каждые три из четырех вагонов с топливом на котельных любого российского города бездарно выбрасываются в атмосферу. Однако, как ни парадоксально, но в Федеральном законе 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении

изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23 ноября 2009 года, ни в Федеральном законе 190-ФЗ «О теплоснабжении» от 27 июля 2010 года не определены федеральные региональные органы, отвечающие за показатели теплофикации России и субъектов Федерации. Причина очень проста – нет главных показателей, по которым можно было бы наглядно и однозначно оценить результаты деятельности экономики энергетика предприятия, города, региона, России в целом.

Указ президента России о необходимости обеспечить к 2020 году экономии энергетических ресурсов на 40 процентов от текущих показателей через показатель энергоёмкости валового внутреннего продукта не находит конкретных технологических и экономических решений. Энергоёмкость внутреннего валового продукта России – это настолько глобальный макроэкономический показатель, что по нему практически невозможно установить конкретную ответственность и определить нормы по отдельным субъектам Федерации, по регионам, по городам, не говоря уж об отдельном предприятии. Как же обеспечить выполнение нового Закона об энергосбережении, указ президента? Строить или нет красивые котельные и мини-ТЭЦ? Почему у России такая высокая энергоёмкость валового внутреннего продукта (ВВП)?

Изучая проблему больших неоправданных потерь, необходимо отметить, что Россия имеет три объективные национальные причины, которые исторически определяют высокую энергоёмкость ВВП страны. Это: а) климат; б) просторы и с) «доступное топливо».

Климат. Холод – это важнейшая национальная особенность России. Именно из-за того, что мы страна холода, мы должны иметь энергетические мощности в 3,8 раза больше и потреблять в 3,3 раза больше тепловой энергии, чем, например, в нежаркой Дании.

Просторы. Это вторая важнейшая национальная особенность России. Именно на бескрайних сибирских просторах мы вынуждены строить самые длинные в мире линии электропередачи. Именно из-за того, что плотность населения в России в тридцать три раза меньше, чем в той же Дании, мы тратим энергии на транспорт электрической энергии в три-четыре раза больше (13-16 процентов вместо 4-5 процентов в Европе).

Доступное топливо. И наконец, самая главная и все определяющая причина – это доступное и дешёвое топливо. Именно доступное и дешёвое топливо и электроэнергия на внутреннем рынке являются главной объективной причиной высокой энергоёмкости валового внутреннего продукта России, главным тормозом энергоресурсосбережения. Именно из-за того что в России цена на электроэнергию в 2,9-7,2 раза ниже, чем в Европе, энергосберегающие технологии типа тепловые насосы, тепловые аккумуляторы, ветроэнергетика остаются экзотическими, не находят широкого практического применения, остаются неизвестными и невостребованными. Гораздо проще построить новую котельную, сжигать недорогой (на внутреннем рынке) природный газ ценой 128 долларов США за тысячу кубометров (против 400 на внешнем рынке), чем добиться устранения перекрестного субсидирования

и формирования справедливой низкой цены на тепловую энергию отработанного пара от турбин ТЭЦ!

Кроме трех вышеназванных объективных причин имеются и чисто субъективные причины. Самая главная и важная причина – это сложившаяся десятилетиями система скрытого (технологического) и явного (социального) перекрестного субсидирования в энергетике. Перекрестное субсидирование – это перенос затрат с одного вида энергетического товара на другой. Существует более десяти видов перекрестного субсидирования: субсидирование конденсационной электрической энергии за счет комбинированной энергии, субсидирование мощности за счет энергии, субсидирование надежности за счет энергии, субсидирование электрической энергии за счет тепловой энергии, субсидирование долгосрочного резерва за счет энергии, субсидирование новых потребителей за счет старых потребителей и т.д.

Коренные причины перекрестного субсидирования уходят в далекие 1950-е годы. Главная движущая сила скрытого перекрестного субсидирования топлива в 1950-1990-х годах – политический заказ страны с целью показать, что «... мы впереди планеты всей». Ошибочность и недостатки существующих методов государственной отчетности об экономической эффективности производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ можно увидеть из анализа форм статистической отчетности, проводимой формой ОРГРЭС по форме 6-ТП. Пытливый аналитик может увидеть, что производство тепловой энергии на блоках 240 ата обходится с удельным расходом топлива 131,8 кг/т/Гкал. Много это или мало, можно оценить, сравнивая с теоретическим эквивалентом расхода топлива при КПД = 100%, который составляет 142,8 кг/т/Гкал. Удивительная государственная отчетность показывает, что тепловая энергия на ТЭЦ производится с КПД 108,4%. Необъяснимые загадки души русской! Иметь КПД больше 100% и быть самыми энергозатратными!

Перекрестное субсидирование – это как «раковая опухоль» российской теплотехники и всего нашего общества. Ложные ценности, ложные цели, не отвечающие технологии неразрывного производства и потребления энергии, вот уже в течение шестидесяти лет ведут энергосберегающую политику России в тупик!

На первый взгляд, строительство мини-ТЭЦ, строительство квартальных котельных, работающих на газе, кажется отличным альтернативным технологическим направлением в борьбе с естественными монополистами. Однако только квалифицированный

инженерный анализ, выполненный на основе первоисточников – энергетических характеристик технологического оборудования, показывает реальную картину по степени экономичности и целесообразности применения мини-ТЭЦ в регионе, городе. Для квалифицированного ответа на вопрос, стоит ли не строить мини-ТЭЦ в регионе, рассмотрим некоторые неприличные для неспециалистов национальные показатели оценки качества энергосберегающей политики России.

Показатели энергоэффективности

Всего три национальных показателя энергоресурсосбережения страны способны перевернуть с головы на ноги всю энергосберегающую политику России, способны восстановить логический смысл, создать здоровый инвестиционный климат.

Первый – самый сильный и самый наглядный национальный показатель энергосбережения: это качество энергоёмкости потребляемой (производимой) тепловой и электрической энергии.

Второй наглядный и легко оцениваемый национальный показатель энергоэффективности – удельная выработка (потребление) электроэнергии на базе теплового потребления W (МВт/Гкал) города, региона, страны.

Наконец, третий национальный показатель энергоэффективности – коэффициент полезного использования топлива КПИТ (%) при выработке (потреблении) тепловой и электрической энергии.

Первый национальный показатель энергоэффективности – «качество энергоёмкости энергии»

Для анализа качества энергоёмкости энергии необходимо перейти от анализа удельных расходов топлива на электроэнергию и тепловую энергию на анализ эффективности по относительным показателям потребности топлива на единицу производимой энергии. Численно относительный показатель энергоёмкости энергии – это величина, обратная пропорциональная КПД производства энергии. Энергоёмкость энергии – это показатель, который наглядно показывает: сколько единиц первичной энергии в виде топлива для ТЭЦ и ГРЭС, в виде воды для гидроэлектростанции ГЭС и в виде пара от атомного реактора АЭС необходимо затратить для того, чтобы получить одну единицу товарной продукции – теплоту или электрической энергии при подключении потребителя.

На рис. 1 приведена универсальная система классификация качества энергоёмкости произво-

димой тепловой и электрической энергии на ГРЭС, АЭС, ТЭЦ, ПГУ, ГЭС, котельных, тепловых насосов. Из графика наглядно видно, какие источники энергии являются высокочрезмерно затратными по потреблению энергии первичного источника и требуют отвода сбросного тепла в окружающую среду, а какие источники, наоборот, обеспечивают потребителя качественной товарной продукцией – теплом с потреблением сбросного тепла окружающей среды или сбросного тепла промышленного производства.

Самым неэффективным и высокочрезмерно затратным видом энергии является электрическая энергия, произведенная по конденсационному режиму работы на ТЭЦ, ГРЭС и мини-ТЭЦ с «низкими» параметрами пара. Так, для производства 100 процентов электроэнергии по классу «G» необходимо затратить энергии первичного топлива на 330 процентов. Потеря энергии в окружающей среде при этом составляет 330% – 100% = 230%. В связи с низким качеством энергоёмкости спрос на этот вид энергии является остропопиковым и, соответственно, цена этого товара, – электроэнергия для пикового электрического отопления должна быть максимально дорогой, в десять-двадцать раз дороже, чем для базовых покупателей. Однако наши законодательные и регулирующие органы – ФСТ, РЭК такого рода дифференциации тарифов в зависимости от качества энергоёмкости электрической энергии пока не занимаются.

Самым эффективным с точки зрения снижения энергетической емкости видом товарной энергии является тепловая энергия от ТЭЦ, ГРЭС, ПГУ, мини-ТЭЦ от оборотных систем охлаждения с температурой не выше 40°С. Так, для тепловой энергии класса «A» затраты первичного топлива составляют не более 7 процентов и связаны они только с необходимостью дальнейшего транспорта тепловой энергии. Оставшиеся 100% – 7% = 93% энергии используются от сбросного тепла, направляемого в окружающую среду – в градирню или водоем. В связи с низкой энергоёмкостью цена на этот вид энергетического товара класса «A1» с температурой 40°С должна быть самой минимальной (в 4-8 раз ниже, чем тепло класса «С1» от котельной) и тем самым обеспечить постоянный спрос. Но предложение этого вида энергетического товара непостоянно и зависит от сезона, энергетического баланса тепловой и электрической энергии у производителя! По мере роста потребностей энергетического товара класса «A2» с температурой до 80°С и далее, класса «В1» с температурой до 140°С предложение товара клас-

са «A1» исчезает. Цена товара класса «A2» и «В1» при этом безусловно поднимется, но все равно должна быть ниже цены тепловой энергии класса «С1» в два-четыре раза.

Электроэнергия это очень дорогой энергетический продукт, и продавать электроэнергию по низким ценам, за счет тепловых потребителей, это преступление перед энергосбережением! Заниженная цена электроэнергии для отопления электричеством поселков и городов с целью обеспечения социального спокойствия общества является ярчайшим примером энергорасточительной политики регулирующих органов, приводящей к десяти-двадцатикратному перекрестному субсидированию.

Из графика на рис. 1 наглядно видно, что производство электрической энергии на мини-ТЭЦ относится к довольно высокому классу производства энергии «С2» с затратами первичного топлива 128 процентов. Кажется, что это однозначный ответ высокой эффективности использования газа в энергетике. Однако делать однозначные выводы по эффективности котельных и мини-ТЭЦ недостаточно! Нужны еще дополнительные показатели энергоэффективности предприятия, города, региона!

Второй национальный показатель энергоэффективности – «удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления»

Удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления – это хотя и известный показатель в электроэнергетике, однако роль этого наглядного и высокоэффективного показателя, способного восстановить логический смысл в экономике энергетике России, в настоящее время совершенно необоснованно занижалась.

Имея коэффициент полезного использования топлива ТЭЦ, равный 80 процентам, мы видим, что сжигание газа в мини-ТЭЦ низкого давления, с удельной выработкой электроэнергии на базе теплового потребления на уровне W=0,05÷0,15 МВт/Гкал обеспечивает экономии первичного топлива на уровне от 3 процентов до +8 процентов против раздельного расхода топлива на ГРЭС и котельной. То есть экономии топлива против раздельного способа практически нет! Особенно это актуально в применении к газотурбинным установкам, работающим: а) на низком давлении газа без компрессоров «дожминок» (6-13 ата) и б) при частичной нагрузке, ниже 75-80 процентов от номинальной электрической нагрузке. Однако, говоря о преимуще-

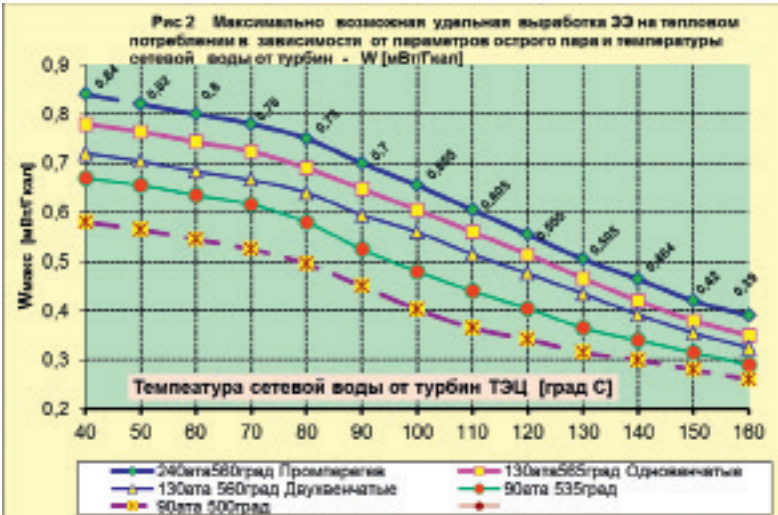
ствах мини-ТЭЦ, надо учитывать, что они находятся в центре тепловых и электрических нагрузок. Как правило, существует готовая инфраструктура в месте строительства: водоснабжение, тепловые и электрические сети.

Другое дело, когда повышаются параметры паросилового цикла или газового цикла ГТЭЦ. Так, с ростом параметров пара до 90-240 ата эффективность использования топлива поднимается на 15-38 процентов против раздельного производства! Экономия ощутима! Но особенно наглядно видна экономия первичного топлива при переходе на парогазовые установки ПГУ высокого давления с котлами-утилизаторами 130 ата. Не случайно специалисты компании Mitsubishi при строительстве парогазовой установки ПГУ-410 на Краснодарской ТЭЦ трепетно относятся к гарантиям поставки газа на ГТУ с давлением до 55 ата. Удельная выработка электроэнергии при этом достигает уникально высокого значения – до 1,75-1,85 МВт/Гкал. Цена вопроса очень велика! Рост эффективности использования топлива при этом достигает 62-65 процентов против раздельного способа производства на существующих ГРЭС и ТЭЦ.

Как обеспечить работу с максимальным значением удельной выработки электроэнергии на базе теплового потребления?

Прежде всего, следует переходить на новые принципы формирования энергетической политики России, а именно стимулировать низкотемпературное отопление потребителей и производство от теплофикационных турбин, как это делается, к примеру, в Дании. Для этого необходимо:

- отказаться от качественного регулирования температуры отпуска тепла и перейти на количественное регулирование отпуска тепла путем увеличения расхода сетевой воды;
- отказаться от температурного графика 150/70°С, с заменой на график 110/30 для «близкого» транспорта. Работать с как можно более низкими температурами сетевой воды от турбин;
- повсеместно переводить схемы теплонабжения на двухступенчатый нагрев сетевой воды;
- первая ступень – «зеленая» энергоэффективная базовая и полубазовая энергия, от теплофикационных отборов турбин, с энергоёмкостью класса «A2» 35 процентов с температурой до 80°С, с экономией первичного топлива 100% – 35% = 65%.
- вторая ступень – «пиковая» от квартальных теплонасосных станций (КТНС) с энергоём-

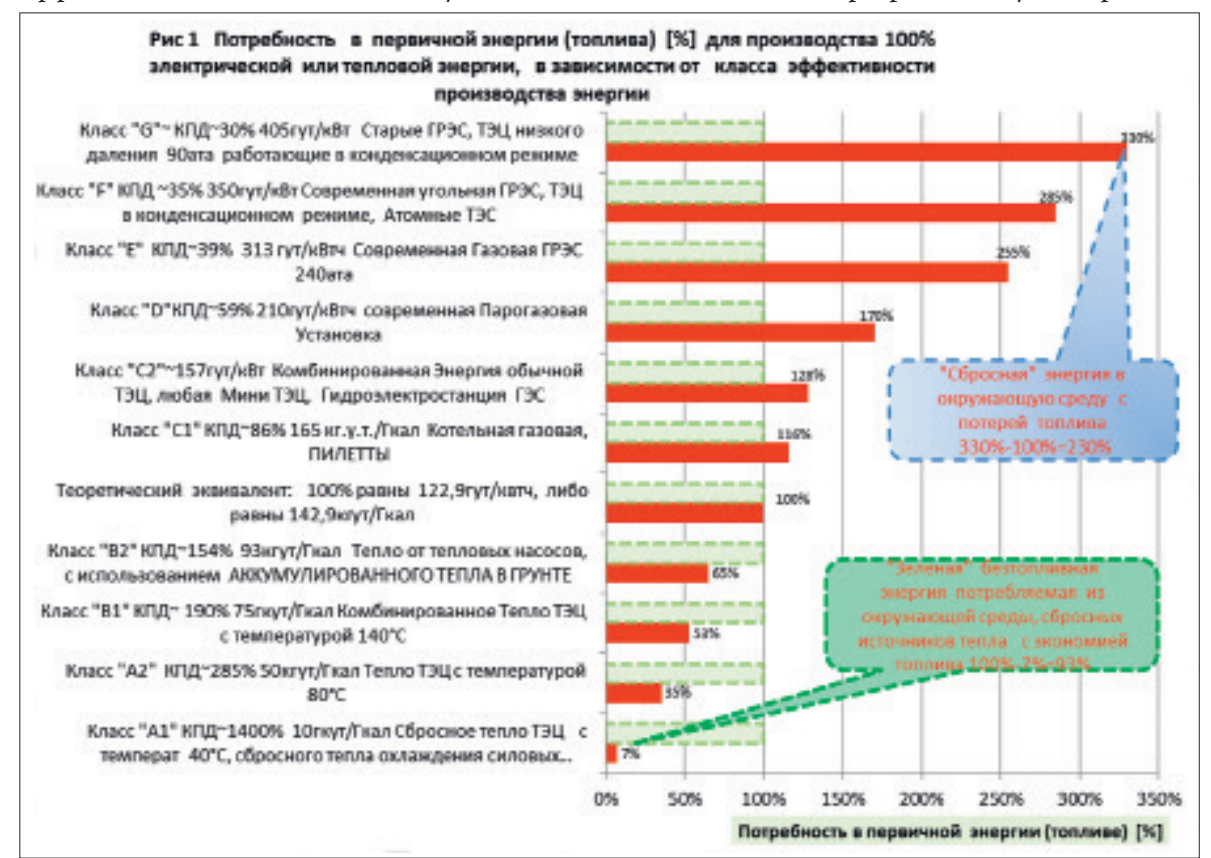


костью «B2» 65 процентов, с экономией первичного топлива 100% – 65% = 35%, с нагревом сетевой воды по количеству паровой энергии в центре тепловых нагрузок города, со снижением температуры обратной сетевой воды до 30°С с возможной схемой сезонной аккумуляции тепла в грунте и т.д.

Да, это кажется дорогим мероприятием, означает вероятное увеличение сечения магистральных сетевых трубопроводов в два раза; кроме того, на каждой батарее, в каждой комнате необходимо будет поставить высокоэкономичный регулятор типа «Danfoss», применяя высокоэкономичные качественные циркуляционные насосы типа «Willo», применяя грунтовые тепловые насосы «Wiesman» и т.д. Но везде и всегда надо думать, анализировать, а не выдавать мгновенный «правильный» ответ. Нужен конкретный анализ энергетического баланса, гидравлика тепловой схемы, топология тепловых потребителей. Первоначальные разовые затраты капитального строительства явно относительно легко, а вот эксплуатационные ежегодные издержки и ежегодную экономию топлива в 65-35 процентов от годового расхода котельных не видит практически никто! Именно полное игнорирование «принципа неразрывности» производства и потребления тепловой и электрической энергии, именно перекрестное субсидирование в энергетике нарочито «отправили» сознание современных менеджеров, регуляторов и собственников энергетик! Отличным инструментом анализа, позволяющим квалифицированно ставить задачи по энергоресурсосбережению, является график на рис. 2 «Максимально возможная удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении в зависимости от параметров пара и температуры сетевой воды от турбин». График наглядно и однозначно показывает высокую эффективность

применения высоких параметров пара и одновременного низкотемпературного отпуска тепла потребителям! Он позволяет оценивать такие показатели, которые раньше невозможно было оценить. Например, ущерб от работы теплоэнергетических систем по байпасным (обводным) схемам с нагревом сетевой воды в теплообменниках до относительно высоких температур, допустим 140°С с последующим перемишиванием и разбавлением, против схемы с низкотемпературным нагревом с температурой до 80°С.

Из графика следует, что удельная выработка электроэнергии на ТЭЦ может изменяться от 0,3 МВт/Гкал до 0,75 МВт/Гкал. И если для работы котельных нет никакой разницы в температуре сетевой воды, затраты энергоёмкости составляют 116 процентов, то отпуская тепло от ТЭЦ с температурой 140°С происходит с затратами энергоёмкости 53 процента, а при температуре 80°С – с затратами 35 процентов! И эти «чудеса экономии» происходят именно потому, что чем выше температура пара и ниже температура отработанного пара, тем выше выработка электрической энергии на базе теплового потребления. Как только эта суть комбинированного производства электрической энергии и тепла на ТЭЦ будет оценена регулирующими органами и адекватно отражена в статистической отчетности, то от потребителей низкотемпературного тепла отработанного пара и даже летом не будет отбоя! График, представленный на рис. 1, и «график максимальной выработки электрической энергии на тепловом потреблении...» должны быть настольными графиками каждого эффективного собственника, эффективного управленца генерирующих мощностей. Какая выработка (потребление) электроэнергии была в 2000-2009 годах? Какие мероприятия на 2010-2020 годы дают рост выработки электроэнергии на тепловом потреблении?



Три причины высокой энергоёмкости российского ВВП

С какой температурой работают паровые турбины и потребители тепла? С помощью этих графиков практически любое маркетинговое решение по сбыту и техническое решение по производству легко и однозначно оцениваются и имеют четкую количественную оценку эффективности по топливу!

Третий национальный показатель энерго – безопасности – «Коэффициент полезного использования топлива (КПИТ) ТЭЦ, города, региона»

В отличие от энергетики теплых стран, российская энергетика имеет уникальную возможность использовать нашу национальную особенность – холод – себе во благо. Именно холодный климат обеспечивает надежное потребление низкопотенциальной, бросовой энергии, полученной при производстве тепловой и электрической энергии по комбинированному способу производства.

Учитывая, что «... удельные расходы топлива на ТЭЦ не являются объективными показателями совершенства ТЭЦ, более того, их применение для формирования тарифов тормозит развитие теплофикации городов и приводит к перерасходу топлива» (д. т. н. А. И. Андрущенко // «Теплоэнергетика», август 2004 года), и то, что существующая статистическая отчетность «врет безбожно», постарайтесь определить эффективность различных технологий переработки топлива в энергию с помощью показателя, исключающих перекрестное субсидирование, а именно: а) КПИТ и б) удельной выработки электроэнергии W на базе теплового потребления.

Эффективность применения показателей

Чтобы наглядно почувствовать эффективность применения этих показателей, введем дополнительное технико-экономическое понятие – процессинг топлива. Процессинг топлива – это анализ маржинальной и операционной прибыльности денежных затрат, вложенных в переработку топлива с применением коэффициента полезного использования топлива (КПИТ) и удельной выработки электроэнергии на базе теплового потребления, позволяющей выявить объемы прибыли и объемы убытков для трех различных видов энергии.

А) Комплиментарная (комбинированная) энергия – это

энергия, производимая турбоагрегатом в чисто теплофикационном режиме работы, без сброса тепла в окружающую среду. Определяющим признаком комплиментарной энергии является максимально высокая экономичность ее производства, составляющая до 78-84 процентов от сжогенного топлива в котельных! Рассмотрены три важнейших качественных показателя, которые должны иметь статус целевых национальных показателей и определять развитие энергетики России.

Б) Раздельная (конденсационная) электрическая энергия, произведенная со сбросом тепла в окружающую среду. Основной характеристикой раздельной (конденсационной) электроэнергии является невысокий коэффициент полезного использования топлива (КПИТ) при производстве электроэнергии. Для ТЭС среднего и высокого класса КПИТ не выше 37-38 процентов. Для самых современных ГРЭС на сверхкритических параметрах пара КПИТ не превышает значения выше 41-43 процентов.

Именно при производстве конденсационной энергии основная часть топлива на уровне 60 процентов в виде безвозвратных потерь выбрасывается в окружающую среду.

С) Раздельная тепловая энергия – это энергия, не участвующая в производстве электроэнергии: тепло, полученное от непосредственного сжигания топлива в паровых и водогрейных котлах. Несмотря на достаточно высокий коэффициент полезного использования топлива, составляющий 78-84 процента, именно сжигание топлива в котлах без производства электроэнергии в российском климате является источником нерациональных потерь высокого качества топлива. Имея высокий потенциал

топлива для производства высококачественной электроэнергии, именно в котельных установках России, предназначенных только для низкотемпературного отопления, без выработки электроэнергии, бездарно теряется высокий потенциал, составляющий 75-80 процентов от сжогенного топлива в котельных!

В отличие от необъективных нормативных показателей современной энергетики, применение этих качественных показателей позволяет достоверно осуществлять экономический анализ, нормирование энергосберегающих мероприятий.

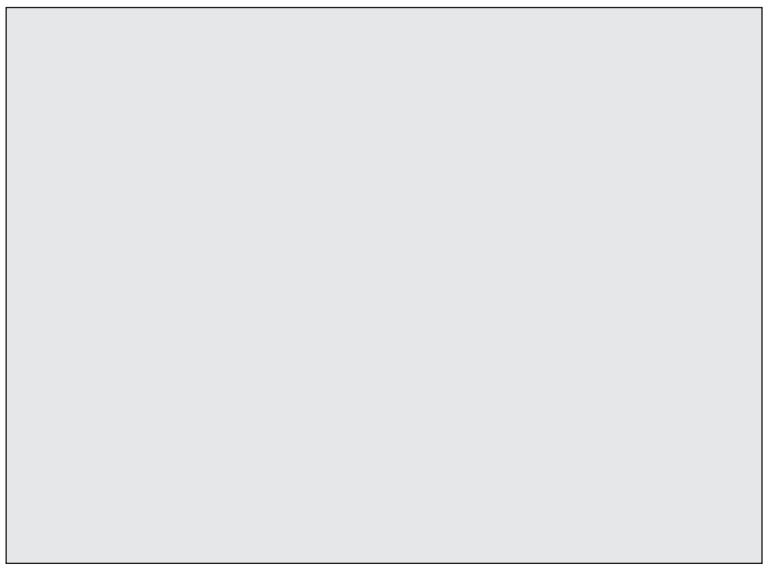
Незнание и неприменение регуляторами, экономистами и менеджерами главного свойства энергии – неразрывности производства и потребления привели к глубочайшей системе перекрестного субсидирования одних потребителей за счет других (до десяти видов субсидирования для тридцати девяти видов энергетических товаров и услуг).

Именно потребление, а не производство определяет возможность и необходимость применения топливосберегающих технологий, таких как ТЭЦ, тепловые насосы, тепловые аккумуляторы.

Коренное решение проблемы: полный отказ от существующей «метода ОРГРЭС», а также вновь добываемого Минэнерго «метода альтернативной котельной», который базируется на «физическом методе» и узаконивает скрытое и явное перекрестное субсидирование топливом;

- калькуляция тридцати девяти видов энергетических товаров и услуг;
- создание рынка трех видов энергетического товара:
- комплиментарной (комбинированной) энергии, получаемой по теплофикационному циклу, без сброса тепла в окружающую среду, с КПД 75-83 процента;
- раздельной электрической энергии, получаемой от ГРЭС и ТЭЦ по конденсационному циклу, со сбросом тепла в окружающую среду, с КПД до 40 процентов;
- раздельной тепловой энергии, получаемой от котельных, с КПД 78-85 процентов.

Александр БОГДАНОВ, эксперт СРО «Энергоаудиторы Сибири»



В регионе, обозначаемом в литературе как MENA (от английского Middle East & North Africa – Ближний Восток и Северная Африка) сосредоточены крупнейшие в мире доказанные запасы жидких и газообразных углеводородов, которые в 2012 году составили по нефти 111 миллиардов тонн (52 процента мировых залежей, период добычи – около шестидесяти лет), по газу – 88,5 триллиона кубометров (47 процентов, четырнадцать-восемьдесят лет в зависимости от страны) (BP Statistical Review of World Energy, June, 2013).

Кроме того, имеются исследования, прогнозирующие наличие в MENA промышленных залежей как традиционного углеводородного топлива, так и нетрадиционного энергетического сырья (сланцевого газа, тяжелой и сверхтяжелой нефти). (USGS, Assessment of undiscovered Oil and Gas Resources of the Levant Basin Province, Eastern Mediterranean, 2010.) Вполне вероятно, что в ближайшие три-пять лет будет получена более достоверная информация о новых запасах и возможных объемах добычи. В тоже время необходимо отметить, что во многих государствах Персидского залива основные характеристики добываемого сектора составляют государственную тайну, поэтому существует неопределенность относительно

устойчивости минерально-сырьевой базы указанных государств, и это является источником дополнительных рисков для нефтяного рынка и мирового энергетического хозяйства в целом. Но открытость России повышает ее имидж как надежного поставщика энергоресурсов (И. Матвеев. Современный потенциал и перспективы развития западноевропейской энергетики/ www.vavt.ru, 17 мая 2013 года).

Страны MENA играют важную роль в мировом энергообеспечении; их удельный вес в глобальной добыче нефти – на уровне 36 процентов, газа – около 21 процента. Подавляющая часть запасов и локального производства углеводородов (90 процентов) приходится на государства, соотвечающую свою энергетическую политику в рамках ОПЕК. Таким образом, основу экономик стран нефтяного картели составляет добыча нефти и газа; в национальном экспорте углеводородное сырье также является преобладающим (в среднем – более половины вывоза), поэтому объем нефтегазовых доходов напрямую влияет на экономическую и политическую ситуацию внутри каждого государства – члена ОПЕК. Данное обстоятельство является важной движущей силой процесса развития сырьевого сектора экономики региона.

Запасы и производство нефти и газа в странах MENA в 2012 году

	I	II	III	IV
Всего	52,2	36,5	47,4	21,2
Саудовская Аравия	15,9	13,3	4,4	3,0
Иран	9,4	4,2	18	4,8
Ирак	9,0	3,7	1,9	...
Кувейт	6,1	3,7	1	0,4
ОАЭ	5,9	3,7	3,3	1,5
Ливия	2,9	1,7	0,8	0,4
Катар	1,4	2,0	13,4	4,7
Алжир	0,7	1,8	2,4	2,4
Египет	0,3	0,9	1,1	1,8
Оман	0,3	1,1	0,5	0,9
Йемен	0,2	0,2	0,3	0,7
Сирия	0,1	0,2	0,2	0,2
Бахрейн	0,1	0,4

Примечание. I – доля в мировых запасах нефти, %; II – доля в глобальном производстве нефти, %; III – доля в мировых запасах газа, %; IV – доля в глобальном производстве газа, %.

Источник: BP Statistical Review of World Energy, June, 2013.

Россия и Ближний Восток: энергетическое сотрудничество

Согласно прогнозу ОПЕК, в период до 2035 года глобальное потребление первичной энергии удвоится, при этом в структуре расходной части мирового энергобаланса доля ископаемого топлива останется преобладающей (82 процента). Исходя из этой концепции, страны-члены нефтяного картели намерены активно развивать как собственное энергетическое хозяйство, так и торговлю углеводородным сырьем, при этом основное внимание они предполагают уделить Азиатско-Тихоокеанскому региону, вклад которого в дополнительный рост глобального спроса на нефть может приблизиться к 80 процентам (ввиду развития азиатского промышленного сектора и увеличения прослойки среднего класса).

В 2002–2012 году потребление первичной энергии странами MENA выросло примерно на 60 процентов, в том числе нефти – на 56 процентов (с 273,3 до 427,7 миллиона тонн н. э.), газа – более чем на 90 процентов (с 232,2 до 445,7 миллиона тонн н. э.). Расчитано по: BP Statistical Review of World Energy, June 2008; BP Statistical Review of World Energy, June 2012.

В ближайшие двадцать пять лет в MENA спрос на первичную энергию продолжит увеличиваться примерно на 3 процента в год; темпы роста потребления нефти замедлятся более значительно по сравнению с аналогичным показателем для газа, а освобождающаяся рыночная ниша начнет заполняться ВИЭ и атомной энергией (The MENA Region in the International Arena, OPEC, 2012/ www.opec.org/opec_web/en/press_room/2211.htm).

Предвидя расширение спроса на энергоносители в странах азиатско-тихоокеанского региона (АТР) и MENA, региональные экономики намерены продолжать развитие секторов разведки и добычи углеводородов, а также электроэнергетики; в ближайшие четыре-пять лет соответствующие инвестиции могут составить 525 миллиардов долларов США (без учёта стран Восточного Средиземноморья).

Следующий выпуск раздела «Наука» выйдет в номере 19 (231) в октябре. Читайте статью Жака Шанека, эксперта по распределению электроэнергии Schneider Electric, «Преимущества применения частотно-регулируемого привода в насосных, вентиляционных и компрессорных установках» и продолжение статьи К. э. н., заведующего сектором топливно-энергетических ресурсов Всероссийского научно-исследовательского конъюнктурного института (ВНИКИ) Игоря Матвеева «Энергетическое сотрудничество стран MENA и РФ».

развитие секторов разведки и добычи углеводородов, а также электроэнергетики; в ближайшие четыре-пять лет соответствующие инвестиции могут составить 525 миллиардов долларов США (без учёта стран Восточного Средиземноморья).

Так, в 2013–2015 году в Северной Африке и на Ближнем и Среднем Востоке в секторе «downstream» может начаться реализация восьмидесяти трёх проектов общей стоимостью 200 миллиардов долларов. Особое внимание региональные государства предполагают уделить расширению СПГ-мощностей, а также GTL-заводов (gas-to-liquid) по производству жидких углеводородов из газообразного сырья (синтетической нефти, мазута, дизельного топлива из природного и попутного нефтяного газов, метана, в том числе полученного на базе угольных технологий). К 2030–2035 году в рамках Совета сотрудничества арабских государств Персидского залива (Gulf Cooperation Council, GCC) предполагается завершить работы по программе, предусматривающей трёхкратное расширение генерирующих мощностей (в настоящее время региональная установленная мощность электростанций находится на уровне 60 ГВт). (Энергетический ресурс MENA/ menaenergysource.com/en/energy-demand#sthash.VyCoBwmi.dpuf)

Эти факторы могут оказать повышающее воздействие на экспорт энергетических товаров стран региона.

Необходимо отметить, что, ввиду высокой степени вовлеченности в глобальное экономическое хозяйство, регион MENA весьма чувствительно ощущает колебания общеэкономической мировой конъюнктуры, снижение темпов роста экономики США, ряда

других государств ОЭСР, Китая, кризисные явления в Евросоюзе, последствия техногенных и природных катастроф (в Мексиканском заливе, в Японии). Кроме того, дополнительные риски сырьевому экспорту и транзиту энергоресурсов несут процессы, связанные с высокотехнологичным развитием промышленно развитых государств, а так же освоением альтернативных видов топлива. Так, в период до 2008 года в рамках ОПЕК было намечено сто пятьдесят проектов по развитию добывающего сектора в 2009–2013 году, однако резкое снижение цен и спроса на сырье вследствие глобального финансово-экономического кризиса заставило пересмотреть намеченные планы и отложить часть из них (тридцать пять проектов суммарной мощностью 5 миллионов баррелей нефти и СПГ в сутки). (OPEC: World Oil Outlook–2009. – PP. 144–145/ www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WOO%202009.pdf)

Развитие возобновляемой энергетики региона

В ближайшие двадцать-тридцать лет страны MENA будут нуждаться в наращивании энергопроизводства в связи относительно высокими темпами развития таких отраслей, как нефтехимия, нефтепереработка, алюминиевая промышленность и черная металлургия, увеличением численности населения, продолжающейся урбанизацией, климатическим особенностями, ограниченностью запасов пресной воды и ростом затрат на ввоз ископаемого топлива (Марокко, Иордания, Ливан, Израиль). Одним из перспективных направлений модернизации региональной энергетики является использование возобновляемых энергоресурсов ввиду наличия значительного потенциала энергии солнца, ветра, биомассы, воды и геотермальной энергии; отсутствия единой энергетической инфраструктуры; неуклонного прогресса в развитии технологий, что оказывает положительное воздействие на объем капитальных затрат при создании новых ВИЭ-объектов.

В современной структуре коммерческого производства энергии на базе ВИЭ лидирующую по-

зицию занимает энергия воды (в основном ГЭС, использующие энергию течения рек) – примерно 2,5 процента локальной выработки электроэнергии (технический потенциал может достигнуть 16 процентов). В регионе наибольшими возможностями в использовании данного ресурса обладают три экономики – Египет, Иран и Ирак.

Страны MENA занимают ведущее место в мире по потенциалу солнечной энергии; на соответствующих южных широтах коэффициент инсоляции оценивается в 2–2,2 МВт/ч/м2 (в Центральной Европе – 1 МВт/ч). Теоретически, с использованием данного типа ВИЭ региональные экономики могут производить более 462 тысяч ТВт-ч электроэнергии в год, что более чем в три раза превышает текущее глобальное годовое потребление первичной

Структура экономического потенциала ВИЭ в сегменте электрогенерации стран MENA

	Энергия воды	Энергия ветра	Биомасса	Геотермальная энергия	Солнечная энергия
ТВт/ч в год					
Всего	182	303	111	233	462241
Алжир	0,5	35	12	4,7	135791
Ливия	0	15	2	0	82792
Саудовская Аравия	0	20	10	71	75852
Египет	50	125	14	26	57194
Иран	48	12	24	11	32188
Ирак	67	20	9	0	24691
Оман	0	8	1	0	14178
Йемен	0	3	9	107	8505
Сирия	4	15	5	0	8466
Марокко	4	35	14	10	8445
Иордан	0,1	5	2	0	5891
Тунис	0,5	8	3	3	5676
Кувейт	0	...	1	0	1376
Катар	0	...	0,2	0	556
ОАЭ	0	...	1	0	456
Израиль	7	0,5	2	0	157
Бахрейн	0	0,1	0,2	0	17
Ливан	1	1	1	0	10
Мальта	0	0,2	0,1	0	0,2

Источник: Energy Economics Letters, 2013, 1(2) / academia.edu/3582825/Renewable_Energy_Consumption_Economic_Growth_and_CO2_Emissions_Evidence_from_Selected_MENA_Countries.

энергии. На современном этапе развития научных знаний и техники основная часть солнечной энергии может быть использована в солнечных концентраторах, и лишь его небольшая часть (менее 0,1 процента) – в фотогальванических установках.

Энергия, связанная с перемещением воздушных масс, наиболее освоена в странах, имеющих выход к морю – Марокко, Алжире, Египте. Достаточно высоким экономическим потенциалом энергии ветра располагают Египет, Алжир, Марокко, Саудовская Аравия, Ирак, Сирия и Иран.

Продвижение данного вида ВИЭ сдерживается по технологическим причинам – ввиду низкого КПД современных ветрогенераторов, работающих при малых скоростях ветра; решение этой задачи придаст новый импульс развитию ветроэнергетики.

Геотермальная энергия локализована в Алжире, Египте, Иране, Марокко, Саудовской Аравии, Тунисе и Йемене и объему потенциала она занимает третье место после энергии солнца и ветра.

Традиционно широко используют биомассу в Египте и Ираке, обладающих развитыми ирригационными системами, наполняемых водами Нила и Тигра. В регионе кроме деревообрабатывающей промышленности источниками биомассы, пригодной к коммерческому использованию, являются сельскохозяйственный сектор и муниципалитеты (бытовые отходы). В географическом разрезе наибольший потенциал биомассы сконцентрирован в таких странах, как: Иран, Марокко, Египет, Алжир, Саудовская Аравия, Ирак, Йемен.

В ближайшие десять-двадцать лет предусмотрено существо-

ное расширение использования ВИЭ. С этой целью принимаются меры по поддержке предприятий возобновляемой энергетики, поскольку их конкурентоспособность значительно ниже энергетических компаний, использующих дешевые нефть и газ, снижению бюрократических барьеров при подключении установок ВИЭ в общую силовую сеть, стимулированию НИОКР. Предполагается, что к 2020 году в ряде стран вклад ВИЭ в суммарную генерацию электроэнергии достигнет 20 процентов.

К. э. н. Игорь МАТВЕЕВ, заведующий сектором топливно-энергетических ресурсов Всероссийского научно-исследовательского конъюнктурного института

Продолжение следует