

Топливо-энергетический баланс страны. Газ или уголь?

Илья Долматов

директор Института проблем ценообразования и регулирования естественных монополий НИУ ВШЭ, к.э.н.

Ирина Золотова

руководитель подразделения мониторинга и прогнозирования цен Института проблем ценообразования и регулирования естественных монополий НИУ ВШЭ

Валерия Минкова

эксперт Института проблем ценообразования и регулирования естественных монополий НИУ ВШЭ

Евгений Яркин

профессор, научный руководитель Института проблем ценообразования и регулирования естественных монополий НИУ ВШЭ заслуженный экономист РФ, д.э.н.

С начала 2000-х гг. не затихает дискуссия о целесообразности структуре топливо-энергетического баланса (ТЭБ) страны. Одной из причин такого обсуждения являются прежде всего высокий удельный вес газа и неконкурентоспособность угольной генерации.

Лейтмотив выступлений по проблеме использования газа (газовой паузы) сводится к следующему. Основным сдерживающим фактором в поступательном движении российской экономики является монозависимость энергетики от природного газа, который в структуре ТЭБ занимает 53% [1]. При этом отмечается, что общая структура энергогенерации остается нерациональной, т.к. природный газ односторонне преобладает в топливном балансе электростанций, где на его долю приходится более 70%, имеет тенденцию к росту, ограничивает возможность использования других видов топлива, и прежде всего угля. Ряд авторов счита-

ют, что 70% — чрезмерная величина, и поэтому сложившаяся ситуация требует изменения структуры энергетического баланса [1].

Однако многолетние попытки перейти от использования газа к другим видам энергетических ресурсов успехов не имели. За двадцатилетний переходный период к рыночным принципам ведения хозяйства предприятия отвыкли от директивных указаний и основываются в своей деятельности на принципах «разумности», а проще говоря, на сопоставлении эффектов при выборе вариантов экономического поведения на рынках. Практика показывает, что наиболее эффективным видом ТЭР в европейской части страны (в Первой ценовой зоне оптового рынка электроэнергии и мощности) по-прежнему остается газ, и экономика предприятий в большинстве случаев заместить его не позволяет. Не раз говорилось о необходимости директивного решения для замещения

газа в электроэнергетике другими энергоносителями, такими как атом и, конечно же, уголь [2]. В этом случае экономические последствия принятия такого решения не рассматриваются, с чем авторы данной статьи не могут согласиться.

Следует напомнить, что страна перешла к «газовой паузе» после подписания исторического межправительственного соглашения между СССР и Федеративной Республикой Германией в 1970 г., получившим название «газ в обмен на трубы». Ставка на ускоренное развитие газовой отрасли и широкое внедрение газообразного топлива в промышленность, коммунальное хозяйство и быт основывалась на огромных запасах газа, но сдерживалась, а во многом и не могла быть реализована из-за отсутствия производства в стране труб большого диаметра. По этому соглашению ФРГ поставила СССР 1,2 млн т труб только диаметром 1420 мм, что позволило

в настоящее время иметь одну из самых мощных в мире систем газоснабжения.

Переход к «газовой паузе» был немалым без ускоренного развития газовой добычи и соответственно всей инфраструктуры газовой отрасли. Если добыча природного газа в 1970 г. составляла только 175 млрд м³, то в 1980 г. — уже больше 402 млрд м³

Важным аспектом развития угольной генерации является развитие межтопливной конкуренции на внутреннем рынке России: доведение соотношения цен на природный газ и энергетический уголь в энергетическом эквиваленте примерно до 3:1.

(рост почти в 2,3 раза). К 1985 г. была достигнута добыча почти 604 млрд м³, что позволило газовой отрасли занять в приходной части ТЭБ страны почетное второе место после нефтедобычи и нефтепереработки.

Бурный рост газовой отрасли привел и к положительному синергетическому эффекту во многих отраслях экономики страны и особенно в электроэнергетике и металлургии. Наличие достаточного количества газа дало возможность перейти к другим, более современным на тот период времени технологиям, что позволило многим отраслям выйти на передовые позиции в использовании топливно-энергетических ресурсов (ТЭР).

Так, если в электроэнергетике СССР в 1965 г. удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт•ч составлял 415 г, то в 1975 г. этот показатель снизился до 340 г, а в 1980 г. был достигнут удельный расход в 330,6 г. За этот же пятнадцатилетний период в США удельный расход условного топлива практически не изменился, составив в 1980 г. 354 г против 359 г в 1965 г. Переход на преимущественное использование газа в электроэнер-

гетике было прерогативой не только СССР, но и других стран и позволило им также повысить эффективность производства электрической энергии. Так, в Великобритании удельный расход условного топлива на производство 1 кВт•ч в 1980 г. снизился до 368 г против 426 г в 1965 г.

Прошедшие изменения структуры топливного баланса страны дали

основной толчок и к снижению энергоемкости продукции и энергосбережению во многих отраслях экономики страны. Так, если в 1975 г. по сравнению с 1965 г. только в электроэнергетике за счет этого фактора было сэкономлено около 70 млн т условного топлива, то в 1990-м годовая экономия составила уже более 120 млн т условного топлива, что эквивалентно добыче примерно 180 млн т угля.

Справедливости ради следует отметить, что эти экономические показатели к концу прошлого тысячелетия практически достигли своего предела, и фактор использования природного газа, если не перейти к парогазовому циклу на значительном количестве электростанций страны, исчерпал себя как фактор повышения эффективности генерирующих мощностей в электроэнергетике. По сути, удельные расходы условного топлива на электростанциях в последние годы советского периода практически оставались неизменными и колебались на отметке около 326 г условного топлива на 1 кВт•ч. В постсоветский период этот важный экономический показатель стал ухудшаться, достигнув 335,8 г условного топлива.

Такая ситуация была вызвана прежде всего снижением выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, падением загрузки электростанций, а также низкоэффективными технологиями сжигания газа¹. К сожалению, до настоящего времени не созданы предпосылки к радикальному изменению этой тенденции.

Дополнительно стоит отметить, что «газовая пауза» планировалась как временная мера, и поэтому проводимый в тот период перевод угольных электростанций на газ (например, Псковская и Пермская ГРЭС, задуманные первоначально на твердом топливе; к моменту запуска на электростанциях были установлены газовые котлы) осуществлялся без их коренной реконструкции, что также не способствовало улучшению технических показателей работы станций. При этом, конечно, бесспорно важным достижением стало снижение нагрузки на окружающую среду.

К началу 1990-х гг. уголь и вовсе отошел на второй план, а затем в результате ценовой политики дешевого газа энергетики совсем потеряли интерес к угольной генерации, требующей дополнительных мероприятий для снижения вредных выбросов.

Кроме того, отсутствие запроса со стороны энергетиков привело к тому, что не формировался заказ металлургической промышленности и машиностроителям на внутреннем рынке в части новых технологий сжигания угля, позволяющих существенно повысить эффективность работы угольных электростанций и обеспечивающих соблюдение ужесточающихся экологических норм (например, для перехода к суперсверхкритическим параметрам пара нужны более дорогие виды специальных жаропрочных сталей, выдерживающих температуру 600—700°).

Здесь также следует ответить на вопрос, насколько опасна «монозависимость» российской электроэнергетики от газа. На наш взгляд, труд-

¹ Необходимость кардинального изменения структуры производственных мощностей, прежде всего в направлении ухода от традиционного паросилового цикла и перехода к парогазовому циклу (с целью экономии газа), не является предметом данной статьи и требует отдельного анализа.

«монозависимостью» ситуация, когда в структуре топливного баланса электростанций, работающих на органическом топливе, в целом газ занимает 70% (или не более 80% в общей структуре всех видов генерации). И только для электростанций европейской части страны использование газа достигает более 90%. Есть страны практически полностью зависимостью от одного вида ресурса — воды. В Норвегии и Франции в структуре генерирующих мощностей вся выработка электрической энергии осуществляется ГЭС, которые характеризуются нестабильностью поставки электроэнергии, поскольку существует жесткая связь между производством электроэнергии и водностью года. В маловодные годы эти страны (особенно Норвегия) могут испытывать существенный дефицит электрической энергии и вынуждены вводить ограничения на ее потребление.

Пятидесятилетняя практика работы системы газоснабжения страны показала ее высокую надежность и экономичность. Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. предполагает стабилизировать долю природного газа в общем энергопотреблении в пределах 51—53%.

Строительство новых угольных электростанций (в соответствии с этим же документом) предусматривается в основном в зоне их экономической эффективности (в районах, не обеспеченных газовыми видами топлива), главным образом в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. В результате доля угля в потреблении топлива тепловыми электростанциями составит порядка 25—30% к 2035 г. При этом основной акцент делается на использование современных энергоэффективных технологий. Генерирующие мощности, работающие на угле, будут представлять собой установки, в том числе работающие на сверхкритических параметрах пара (где это экономически целесообразно), а также установки, оборудованные котлами с циркулирующим кипящим слоем и котла-

ми с низкотемпературным вихрем. Будут осваиваться установки с газификацией угля и энерготехнологические установки. Средний коэффициент полезного действия производства электроэнергии на установках, работающих на угле, увеличится примерно до 40%.

Необходимо отметить, что проблема повышения эффективности угольной генерации остается одной из основных задач развития электроэнергетики страны. Теоретически переход к использованию оборудования пылеугольных котельных агрегатов на сверхкритические параметры пара (более 25 МПа) может дать значительный экономический эффект, однако в реальной ситуации его достижение ограничивается рядом негативных факторов.

По расчетам Института проблем ценообразования и регулирования естественных монополий (с учетом вводов объектов угольной генерации в соответствии со Схемой и программой развития ЕЭС до 2020 г.) внедрение современных угольных технологий на ТЭС может привести к экономии угля в размере до 0,1 млн т на 1 ГВт установленной угольной мощности, или до 100 млн руб. в год на 1 ГВт (это экономия от затрат на покупку топлива — угля). При этом обращаем внимание на следующие важные аспекты.

Во-первых, внедрение новых технологий потребует существенных ка-

питальных затрат, которые в долгосрочной перспективе (за период окупаемости проекта) перекроют эффект от экономии затрат на топливо и приведут к дополнительной тарифной нагрузке на потребителя относительно текущих цен. Увеличение капитальных затрат связано с необходимостью использования дорогостоящих материалов (аустенитных сталей и пр.).

На конец 2013 г. введено 3,6 ГВт угольных мощностей — объектов ДПМ (20% от общего ввода по ДПМ). При этом в последние годы наибольший объем угольных вводов по ДПМ приходится на объекты модернизации. До 2020 г. планируется ввод еще 3,2 ГВт угольных ТЭС (из 24 ГВт «мощности ДПМ», приходящейся на 2014—2020 гг.).

К 2020 г. стоимость мощности угольных электростанций, реализуемой по ДПМ, составит порядка 60 млрд руб., или 3—4% от объема оптового рынка (справочно: цена ДПМ угольных станций в 1,5—2 раза превышает газовые вводы), что существенно больше экономии затрат на топливо.

Кроме того, для достижения эффекта на этих мощностях необходимо использовать угольное топливо достаточно высокого качества. Однако на отечественных электростанциях используются рядовые угли открытого разреза, что приводит к снижению теплотворной способности

Рис. 1. Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России

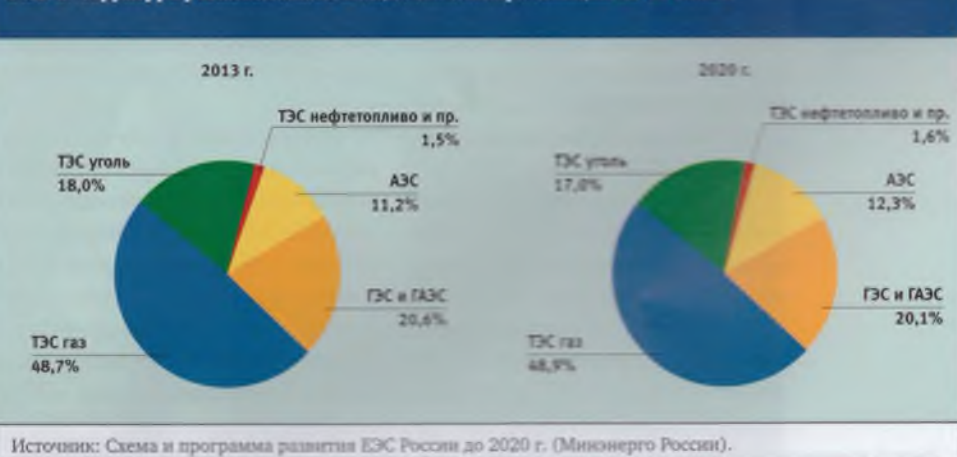
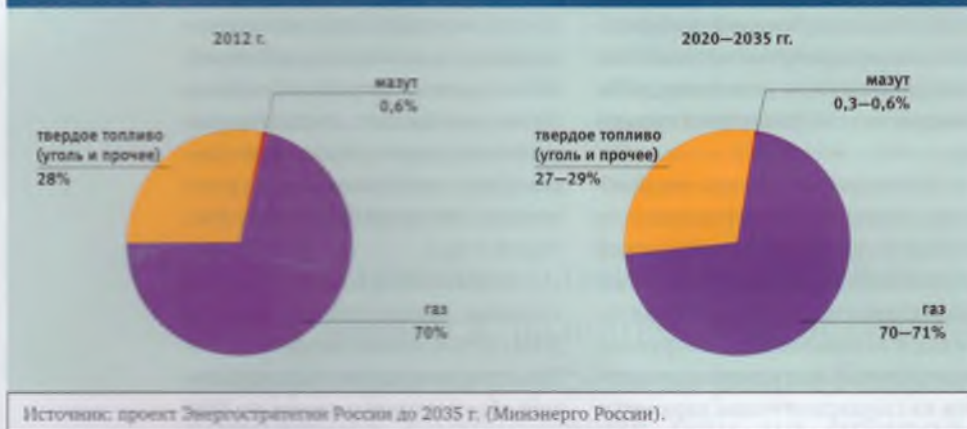


Рис. 2. Прогноз потребности тепловых электростанций в топливе на период до 2035 г.



углей и не позволяет достичь указанной эффективности. Следует также иметь в виду и тот факт, что в настоящее время даже пылеугольные блоки привлекаются к регулированию нагрузки в энергосистемах, что также ухудшает экономические показатели работы оборудования.

Во-вторых, в условиях маржинального ценообразования на рынке РСВ возникающая экономия топливных затрат (а следовательно, удельная стоимость электроэнергии от угольных станций) может не иметь эффекта для потребителей электрической энергии оптового рынка (не привести к снижению цены РСВ), т.к. «замыкающей» электростанцией может стать газовая с более высокими удельными затратами. Конечно, эффект может быть достигнут только в случае существенно больших вводов угольной генерации и замещения ею «первых» ступеней отбора на РСВ. Однако стратегическими перспективными документами существенного увеличения угольных ТЭС в энергобалансе страны не предусмотрено (рис. 1, 2).

В-третьих, Схемой и программой развития ЕЭС России до 2020 г. предусмотрен ввод угольных мощностей, не относящихся к объектам ДПМ. Очевидно, что данные проекты, продажа мощности по которым будет осуществляться по цене КОМ (кото-

рая на порядок ниже цены ДПМ), являются некупаемыми, что увеличивает риски их реализации.

Для развития угольной генерации будет необходимо, во-первых, обеспечить рост добычи энергетических углей, для чего потребуются увеличить вскрышные работы и количество действующих очистных забоев. Кроме того, необходимо будет и приобретение нового горно-шахтного оборудования, которое в настоящее время в основном производится за рубежом.

Во-вторых, потребуются существенное расширение вагонного парка для перевозки угля, и прежде всего саморазгружающихся вагонов типа хоппер.

В-третьих, необходимо будет ликвидировать «узкие места» для увеличения пропускной способности железной дороги. Это касается пристанционных узлов, где пропускная способность железнодорожного транспорта сейчас оставляет желать лучшего.

В-четвертых, в случае реконструкции действующих газовых электростанций и перевода их на угольное топливо², потребуются реконструкция не только котельных агрегатов, но и всего топливного хозяйства, в котором подразумевается создание нового оборудования для подготовки пылеугольной смеси,

большого складского хозяйства для хранения угля, и при этом необходимо сохранить газовую инфраструктуру, поскольку газ останется резервным топливом. Кроме того, необходимо будет создать на электростанциях, переводимых с газа на уголь, современное очистное оборудование для очистки дымовых газов от золы, окислов серы, а главное — от выбросов углекислого газа.

Следует отметить, что важным аспектом развития угольной генерации является развитие межтопливной конкуренции на внутреннем рынке России: доведение соотношения цен на природный газ и энергетический уголь в энергетическом эквиваленте примерно до 3:1.

Все эти преобразования требуют также существенных дополнительных капитальных вложений, которые только по переоборудованию электростанций можно оценить более чем в 15 млрд долл. Если учесть, что необходимы реконструкция железнодорожных путей, приобретение нового оборудования для добычи, перевозки угля и очистки дымовых газов, то эту сумму можно смело утроить. При этом опять встает вопрос: кто будет оплачивать эти затраты?

Если применить «политическую волю», то это подразумевает и то, что государство принимает на себя эти затраты. Правительство в условиях дефицита государственного бюджета и высокой социальной нагрузки вряд ли возьмет эти расходы на себя. Конечно, можно предположить, что все затраты, как капитальные, так и текущие, будут включены в цены на уголь, тарифы на перевозку угля и тарифы на электрическую энергию. Однако относительно высокий уровень тарифов на железнодорожном транспорте и на электрическую энергию (при сохранении перекрестного субсидирования пассажирских железнодорожных перевозок и электрической энергии между промышленными потребителями и населением) приведет к снижению эффективно-

² Данный вариант проводится авторами для обеспечения комплексности и полноты анализа рассматриваемого вопроса.

сти российского производства и как минимум к его стагнации, что в условиях накапливающейся социальной напряженности также крайне нежелательно. Между тем в сложившихся условиях сдерживания цен на услуги естественных монополий включение соответствующих затрат в тарифы в полном объеме представляется мало реалистичным.

В поддержку сохранения позиций угольной генерации на перспективу можно также отметить и то обстоятельство, что ряд европейских стран (например, Германия) переходят к использованию газовых электрогенерирующих мощностей (отказываясь под воздействием протестных настроений от атомной энергетики). Не надо забывать и то, что существует программа газификации, на которую ежегодно расходуется более 30 млрд руб.

Директивные управленческие решения по существенному пересмотру структуры топливного баланса в электроэнергетике в условиях становления рыночных отношений вряд ли смогут быть эффективны. Единственным адекватным экономическим ме-

тодом может стать регуляторное решение о повышении цен на газ, поставляемый ОАО «Газпром». Это в конечном счете может привести если и не к снижению доли газа в ТЭБ страны, то, во всяком случае, к сдерживанию роста использования газа в экономике.

При этом следует иметь в виду, что несмотря на принятое решение о повышении цен на газ до уровня равнодоходности поставок ОАО «Газпром» как на внутренний, так и на внешний рынок, этот фактор также имеет свои ограничения. В последнее время спотовые цены на европейских рынках газа оказались ниже контрактных поставок, что побуждает европейских партнеров все настойчивее требовать снижения контрактных цен на газ. Если эти действия будут иметь успех, то следует ожидать и снижения цены равнодоходности по отношению к текущим параметрам. Такие изменения на рынках газа едва ли приведут к изменениям структуры ТЭБ в сторону снижения доли использования газа в экономике страны.

С учетом вышесказанного можно говорить о том, что в обозримом

будущем существенного изменения структуры ТЭБ не произойдет и позиция газа, как основного топлива, сжигаемого на электростанциях страны, сохранится. При этом важно отметить, что несмотря на отсутствие существенных положительных экономических эффектов в ближайшей перспективе, строительство новой угольной генерации (основанной на «чистых» угольных технологиях) является правильным шагом на пути модернизации электроэнергетической отрасли, повышения ее эффективности и надежности энергоснабжения потребителей, особенно в регионах, не обеспеченных газовыми видами топлива.

ЭЭ

Литература

1. Попова Е. Топливо-энергетический баланс России: взгляд на формирование. // Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы» — 2010. — № 2.
2. Свояк Ю. Газовая пауза — угольная пауза. // Нефтегазовая вертикаль. — 2006, сентябрь.

