

Владимир Путин, в ту пору президент РФ, объявил, что сажать «всю экономику страны на один энергоноситель недопустимо с точки зрения национальной безопасности». Хотя, строго говоря, газ не является однозначно доминирующим энергоносителем: в структуре установленных мощностей электроэнергетики (включая гидроэлектростанции) на него приходится 47%.

Тем не менее принятая в начале 2008 года Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года обещала устойчивое снижение доли газа (до 56,4% к 2020 году) в топливном балансе теплоэлектростанций при интенсивном (до 39,5%) росте доли угля и росте доли тепловых электростанций в общем производстве электроэнергии. При этом абсолютный объем потребления угля должен был увеличиться в 2,3 раза, а газа — всего на 20% (считалось, что в целом установленные мощности теплоэнергетики вырастут на 127,9 ГВт, то есть на 89% по отношению к 2008 году). Одновременно предполагался стремительный рост мощностей атомной и гидроэнергетики: к 2020 году планировалось ввести 32,3 ГВт на АЭС — это в 1,3 раза больше уже существующих — и 25,9 ГВт — на ГЭС (рост на 57%).

Спустя два года концепция изменилась. В июне 2010 года правительство одобрило корректировку Генеральной схемы, заодно расширив горизонт прогнозирования до 2030 года. Этот документ (впрочем, после доработки в Минэнерго он уже почти год находится на утверждении в правительстве) зафиксировал происшедшую смену приоритетов — с диверсификации топливного баланса на балансную экономическую эффективность.

Новая Генсхема ориентирована уже не на ускоренное развитие ГЭС, АЭС и угольных ТЭС, а на оптимальное использование имеющихся мощностей. Это непосредственно сказалось на соотношении потребления угля и газа на электростанциях.

В базовом варианте Генеральная схема предполагает, что доля угля в структуре топливного баланса электростанций к 2030 году вырастет только до 32%. В максимальном варианте, правда, предусмотрен рост до 37%, но он рассчитан на ситуацию, «когда будут исчерпаны прогнозные ресурсы природного газа для электростанций». «В этом случае дальнейший прирост потребности в электроэнергии будут обеспечивать угольные ТЭС», — поясняет гендиректор Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике (АПБЭ) Игорь Кожуховский.

ЛЕГКИЙ ВЫБОР В теории выбор топлива для ТЭС обусловлен несколькими критериями, в их числе текущая и прогнозируемая стоимость его покупки, включая транспортировку, стоимость оборудования для его сжигания, эксплуатационные затраты в течение срока работы ТЭС, необходимые инвестиции в оборудование для очистки продуктов сгорания и экологические платежи.

Уголь проигрывает газу практически по всем статьям. За одним исключением: иногда тянуть газопровод бывает все-таки слишком дорого. С этим связано и существующее гео-

графическое распределение: в европейской части страны больше используют газ, а в азиатской — уголь. Причина тривиальна: в Сибири, которая снабжается углем Кузбасса, просто дорого тянуть газопроводы. В свою очередь, вести уголь из восточных районов России в европейскую часть — нецелесообразно. «Уголь как топливо дешевле газа в расчете на калорию, только если у вас хорошая логистика», — подчеркивает господин Вакуленко.

При этом строительство угольных электростанций существенно сложнее газовых из-за необходимости разгрузки и складирования угля, его подготовки к сжиганию (размола), применения специальных мер и оборудования для очистки от окислов серы, для улавливания пыли и ее складирования на золоотвалах, рассказывает господин Грицына. По его словам, в результате стоимость угольной и газовой ТЭС может разниться в полтора-два раза.

Будучи существенно дороже, угольные электростанции проигрывают газовым в эффективности. Электрический коэффициент полезного действия угольных ТЭС существенно меньше, чем газовых. На 2008 год средний КПД ТЭС на газе составлял 34%. КПД современных паротурбинных электростанций составляет 40–42%. Похожие показатели дают уже устаревшие газовые электростанции на паросиловых блоках. Однако замена паросиловых блоков на парогазовые повышает КПД с 40 до 60% и более. А на угольных электро-

станциях прирост КПД в результате модернизации «относительно небольшой при значительно большей цене оборудования», констатирует господин Кожуховский.

И, наконец, серьезной проблемой угольных станций остаются золошлаковые отходы (ЗШО): расходы на их содержание могут составлять до 7% в себестоимости производимой энергии. По данным, которые приводились в начале июня на организованной АПБЭ конференции по использованию ЗШО, их объем в РФ достиг уже 1,5 млрд тонн, а площадь — 28 тыс. га. За год действующие угольные станции дают еще 27,5 млн тонн отходов. Теоретически их можно утилизировать полностью (используя, в частности, в дорожном строительстве и производстве стройматериалов), но на практике используется лишь 8% ежегодного выхода ЗШО. По отрасли в целом годовые затраты на содержание вновь образующихся отходов (транспортировка их от станции до золошлакового отвала, аренда земли, эксплуатация, экологические платежи) составляют более 14 млрд руб. При этом больше половины существующих отвалов или переполнены, или близки к этому, а строительство каждого нового, даже если для этого есть подходящие земельные участки, требует инвестиций в размере до 4 млрд руб.

На этом проблемы угольных станций не заканчиваются: содержание серы в их выбросах выше, чем у газовых



СТРОИТЕЛЬСТВО УГОЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ДОРОЖЕ, ЧЕМ ГАЗОВОЙ; ЭФФЕКТИВНОСТЬ УГЛЯ КАК ТОПЛИВА НИЖЕ, ЧЕМ У ГАЗА; ПО УРОВНЮ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ГАЗ И УГОЛЬ ДАЖЕ НЕВОЗМОЖНО СРАВНИТЬ. НО ПОЛНОСТЬЮ ОТКАЗЫВАТЬСЯ ОТ УГЛЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ БЫЛО БЫ СТРАТЕГИЧЕСКОЙ ОШИБКОЙ

ПРЯМАЯ РЕЧЬ «ГАЗПРОМ» С ЗАПАСАМИ ГАЗА САМ СПРАВИТСЯ?

Ирина Хакамада, общественный деятель: — Куда там справиться! Для того чтобы Россия могла своими силами осваивать свои же природные ресурсы, нужна нормальная конкуренция, нужна децентрализация газовой промышленности, а при отсутствии мотивации никакого повышения производительности труда и уж тем более освоения новых технологий нет и быть не может. «Газпром» как был монополистом, так им и останется: ему не нужны ни российские, ни тем более западные конкуренты и партнеры.

Валерий Язев, вице-спикер Госдумы, президент Российского газового общества: — Никогда в истории российского газа так вопрос не ставился. Россия всегда работала в тесной кооперации с зарубежными партнерами. И в советское время, и сейчас. Вспомним сделку «газ-трубы», СПГ Сахалина, «Северный поток» — везде российские газовики работают в кооперации с зарубежными компаниями, обладающими

высокой ответственностью и технологиями. На днях мы проводили встречу экспертов газовых отраслей Украины и России. И в этом случае модернизацию газотранспортной системы лучше осуществлять совместно, что позволит повысить эффективность газоперекачивающих агрегатов на 10–15%. А освоение Ямала, Штокмановского месторождения, «Южный поток» — это все международные проекты. И это залог того, что они будут успешными.

Геннадий Шмаль, президент союза нефтегазопромышленников России: — Я всегда считал, что России не только выгодно, но и крайне необходимо привлекать иностранные компании и иностранные технологии для переработки и добычи нефти и газа. Уже сейчас у нас достаточно большой опыт привлечения иностранных финансовых ресурсов на месторождениях «Сахалин-1» и «Сахалин-2», на газовых месторождениях севера мы работаем вместе с французами, на Ямале строим завод тоже с привлечением иностранных инве-

стиций. За рубежом огромный потенциал новых технологий и колоссальный опыт добычи природных ресурсов, поэтому не стоит просто так от них отмахиваться. Впрочем, в условиях глобализации этого уже не удастся сделать.

Сергей Чернин, президент ГК «Корпорация „Газэнергострой“: — На мой взгляд, главным критерием привлечения как иностранных, так и российских компаний для разработки газовых месторождений должен быть прагматичный подход, основанный на долгосрочном анализе конъюнктуры рынка газа и потенциальной угрозе обвалить рынок. При вхождении в проект стратегический инвестор не только дает возможность хеджировать риски, но и получает возможность участвовать в прибыли. Пока видимой перспективы этому нет: как заявил Алексей Миллер на заседании Еврокомиссии, цена на газ к концу 2011 года может вырасти до \$500 за 1 тыс. кубометров, что оптимистично, но вполне реально. Однако если

мы вспомним ситуацию 2008 года, когда подземные газовые хранилища были переполнены и дополнительные разработки приостанавливались принудительно, то поймем, что недооценка возможных рисков изменения конъюнктуры может существенно отразиться как на рынке газа, так и на экономике всей России.

Анатолий Дмитриевский, директор института проблем нефти и газа РАН: — Справится — исторический опыт не раз это доказывал. СССР вышел на первое место в мире по добыче нефти, установив в 1987 году исторический рекорд — 624 млн тонн. А в 1985 году был установлен рекорд и по добыче природного газа — 815 млрд кубометров. Так что если кто-то и превысит эти цифры, то только Россия. Наша страна уже заявляла, что самостоятельно справится со всеми сложностями в освоении природных ресурсов. Более того, не так давно была принята инвестиционная программа «Газпрома», и я могу сказать, что содержащиеся в ней решения не предлагала еще ни

станций. Примерно на 50–70% больше и выход углекислого газа, создающего парниковый эффект. Борются с этими проблемами можно. В Германии, к примеру, в 2008 году была запущена угольная станция, практически не дающая выбросов в атмосферу: образующийся углекислый газ сперва сжигается, а затем закачивается под землю, на глубину более 1 км. Понятно, что стоимость строительства и эксплуатации такой станции выше обычной. Дешевое топливо оборачивается большими затратами, которые сводят на нет первоначальное ценовое преимущество.

ВЕЧНЫЕ АЛЬТЕРНАТИВЫ У атомных станций, в отличие от тепловых, проблем с углекислым газом нет в принципе. Даже радиационный фон вокруг атомных станций меньше, чем вокруг угольных: угольная сажа содержит радиоактивные вещества в мизерных количествах, но долгие годы работы ТЭС делают свое дело: накапливаясь, сажа создает радиационный фон.

Ядерное топливо на порядки более калорийное, чем уголь или газ, поэтому себестоимость производства электроэнергии на АЭС в России вдвое меньше, чем на тепловых электростанциях. Кроме того, в России уже почти четыре десятилетия работают так называемые атомные электростанции-бридеры, в которых ядерное топливо не только сжигается, но и производится, что еще более удешевляет топливный цикл. Недостатком АЭС является высокая стоимость строительства: она в два-три раза выше, чем стоимость угольной электростанции.

Еще один важный фактор: ущерб от аварий на АЭС не идет ни в какое сравнение с ущербом от аварий на станциях, использующих другие энергоносители. Разрушение реактора в Чернобыле еще можно было списать на техническое несовершенство станции и человеческий фактор. Но недавние события на японской станции «Фукусима» показали, что даже современные реакторы беззащитны перед стихией. Выступая в середине июня на саммите Global Energy and Climate, вице-президент Shell Грем Суинней, заявил, что ожидает сокращения популярности атомной генерации во всем мире и к 2015 году период избыточного предложения природного газа закончится за счет роста спроса на сжиженный газ со стороны быстрорастущих экономик.

Крупные гидроэлектростанции дают дешевую электроэнергию, но также требуют и больших вложений на этапе строительства — оно занимает длительное время и примерно в два раза дороже, чем строительство угольной ТЭС. Да и считать их совершенно безобидными тоже нельзя, хотя гидроресурсы — экологичный возобновляемый источник энергии. При постройке гидроэлектростанций возводятся плотины. Если строительство ведется на равнине, то при этом затопляются значительные площади земель, а если плотина строится в горах, есть опасность, что в случае ее разрушения (в результате землетрясения или теракта) водяной вал снесет многие дома и сооружения вниз по течению.

А альтернативная энергетика пока не получила в России такого распространения, как в других странах. К при-

одна компания в мире. Россия сегодня выходит на новые инновационные технологии в газовой отрасли, однако и от иностранных разработок отказываться не стоит. Прежде всего потому, что это сократит время на реализацию новых научно-технических и технологических решений, которые предлагаются российскими учеными. Так, например, «Газпром» согласился на привлечение компаний Statoil и Total к освоению Штокмановского месторождения, потому что эти компании имеют самые передовые технологии в освоении месторождений континентального шельфа и в условиях, приближенных к арктическому шельфу. Сейчас интересны не столько инвестиции, сколько технологии подводной газодобычи и другие, в которых мы заинтересованы.

Валерий Прозоровский, первый зампред комитета Госдумы по природным ресурсам и природопользованию: — На шельфе — нет, потому что у российских компаний пока нет ни технологий, ни