

Энергетика правит газом¹

Александр Былкин

старший консультант *VYGON Consulting*

Анна Львова

аналитик *VYGON Consulting*

На протяжении последнего десятилетия ключевую роль в определении динамики спроса на газ в России играла электроэнергетика. Именно она ответственна за снижение совокупного потребления голубого топлива в стране. Причины нисходящего тренда кроются в реализации программы ДПМ, в результате которой был осуществлен ввод избыточных генерирующих мощностей при незначительном увеличении выработки. Будущая неопределенность со спросом на газ также обусловлена электроэнергетикой. Отрасль может удерживать потребление топлива на одном уровне следующие 10 лет при минимальных изменениях структуры генерации, но в случае интенсивной модернизации падение спроса на газ в России обеспечено.



¹ Статья подготовлена по материалам исследования *VYGON Consulting* «Внутренний спрос на газ: тренд на стагнацию?», март 2018 г.

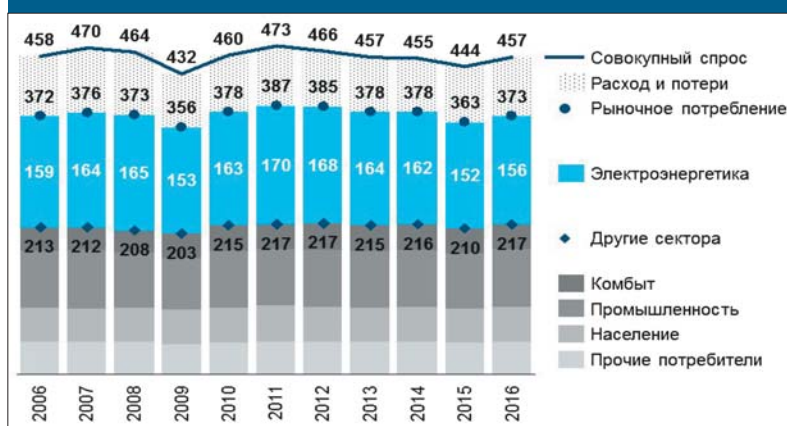
**ОСНОВНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ
ГАЗА — ВЫРАБОТКА ЭНЕРГИИ**

В топливно-энергетическом балансе (ТЭБ) России газ играет ключевую роль: на его долю в 2015 г. приходилось 52% от общего потребления. Для генерации электроэнергии и тепла в 2016 г. было сожжено 53%, или 243 млрд м³, газа, а для нужд промышленности — 130 млрд м³. В совокупности эти секторы формируют рыночный спрос на газ (82%, или 373 млрд м³), отражая потребность конечных потребителей. Остальные 18% приходятся на вспомогательное использование для обеспечения функционирования газовой отрасли (нужды газотранспортной системы (ГТС) и недропользователей, переработка на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ)).

Динамика спроса на газ характеризовалась восходящим трендом до 2011 г. (исключая кризис 2009 г.), после чего начался период стагнации, который продолжается до настоящего времени. Потребление газа снизилось с 473 млрд м³ в 2011 г. до 457 млрд м³ в 2016 г., достигнув локального минимума в 2015 г. (444 млрд м³). Такая ситуация обусловлена рядом причин, среди которых первостепенное значение имеет энергоэффективность.

В рассматриваемый период наиболее существенные изменения происходили в электроэнергетике (156 млрд м³ в 2016 г.): сегмент был драйвером не только рыночного потребления, но и совокупного спроса на газ. Другие секторы за последние десять лет оставались практически в прежнем состоянии и в совокупности оказывали минимальное влияние на динамику спроса внутреннего рынка. Электроэнергетика обеспечила 11 млрд из 15 млрд м³ совокупного прироста спроса на газ в 2006–2011 гг., и точно так же снижение объемов электрогенерации обусловило 14 млрд из 16 млрд м³ сокращения общероссийского газопотребления в 2011–2016 гг.

Рис. 1. Структура и динамика спроса на газ в РФ, млрд м³



Источники: Минэнерго России, Росстат, Газпром, VYGON Consulting.

УДАР ДПМ ПО ГАЗУ

До 2011 г. для покрытия возрастающего спроса на электроэнергию ТЭС увеличивали выработку, тем самым способствуя повышенному потреблению газа. Перелом наступил в 2011–2016 гг. после разгрузки газовых станций в европейской части России.

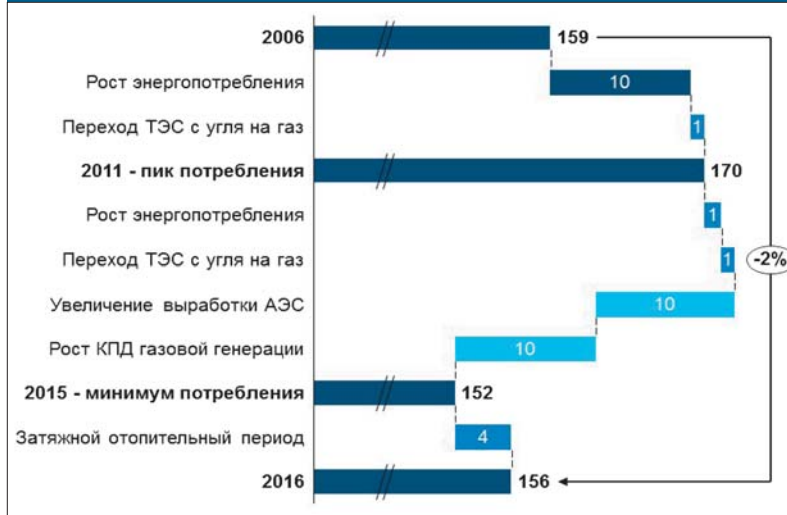
В указанный период остались невостребованными 10 млрд м³ газа. Причина — рост производства электроэнергии на АЭС благодаря вводам новых энергоблоков и повышению КИУМ.

Рост КПД ТЭС, ввод новых и увеличение загрузки существующих АЭС стали следствием реализации

программы ДПМ по модернизации и расширению генерирующих мощностей для предотвращения их ожидаемого дефицита. В преддверии кризиса 2008 г. предполагалось, что темпы роста потребления электроэнергии составят порядка 4% в год.

С целью подготовки к такой динамике и были приняты решения, в результате которых в зоне Единой энергетической системы (ЕЭС) в 2008–2016 гг. были введены 26 ГВт дополнительных генерирующих мощностей ТЭС, 4 ГВт новых атомных и столько же гидравлических электростанций. Однако реальное увеличение потребления электроэ-

Рис. 2. Факторы изменения спроса на газ для выработки электроэнергии, млрд м³



Источники: Минэнерго России, Росстат, СО ЕЭС, VYGON Consulting.

нергии в период с 2006 по 2016 г. составило всего 7%, и на основной части территории РФ могло быть открыто без наращивания мощности.

Превышение генерирующей мощности в ЕЭС над фактическим пиком потребления в 2008 г. составило 63 ГВт и де-факто было достаточным для удовлетворения спроса с учетом сетевых ограничений, запертых резервов и плановых ремонтов. Однако к 2016 г. этот запас вырос еще на 20 ГВт, т. е. новые мощности, по сути, стали дополнительным резервом для системы.

Следует отметить, что ввиду особенностей энергорынка при прочих равных обстоятельствах приоритет в выработке отдается атомным и гидроэлектростанциям. Тепловые электростанции, кроме станций, работающих по графику тепловой нагрузки, загружаются по остаточному принципу. Таким образом, сформированный за 2008–2016 гг. избыток генерирующих мощностей по отношению к спросу на энергию отражается на среднеотраслевых КИУМ ТЭС.

Практически весь рост тепловых мощностей пришелся на газовые ТЭС (15 из 16 ГВт). При этом вводились современные установки с высоким КПД. Доля наиболее эффективных парогазовых установок (ПГУ) к 2016 г. достигла 17% (рост на 10% с 2010 г.), а доля газотурбинных (ГТУ) возросла с 3 до 5%. Заметное увеличение генерирующих мощностей на газовых ТЭС сопровождалось стагнацией потребления электроэнергии. Предполагавшая же гарантированный возврат инвестиций программа ДПМ привела к перераспределению выработки в пользу более эффективных электростанций на парогазовом цикле. Средний КИУМ для ПГУ равен 66% при КПД 50–55%, те же показатели для паросиловых установок (ПСУ) составляют 43 и 30–35% соответственно. Смещение выработки на новые ТЭС при том же объеме производства электроэнергии обусловило сокращение использования газа: в 2010–2016 гг. удельный расход условного топлива (УРУТ) снизился на 6%.

Как было отмечено, при формировании диспетчерского графика загрузки генерирующего оборудования приоритет отдается ТЭЦ (теплофикация), АЭС и ГЭС, а ТЭС являются замыкающим поставщиком. Поскольку газовая генерация располагается преимущественно в западной части страны, больше всего на ее востребованность влияют атомные электростанции. Ввод новых АЭС и более широкое их использование приводит к падению КИУМ на газовых ТЭС.

В Сибири наблюдается аналогичная картина, но в противофазе находятся угольные ТЭС и ГЭС. Сильные колебания КИУМ этих двух источников энергии связаны с невозможностью управлять совокупным объемом водных ресурсов: в маловодные годы на фоне ограниченной выработки ГЭС эксплуатация угольных ТЭС достигает максимума, и наоборот.

Важно также отметить, что на востоке страны газовая генерация не играет существенной роли в энергобалансе из-за неразвитости газотранспортной инфраструк-

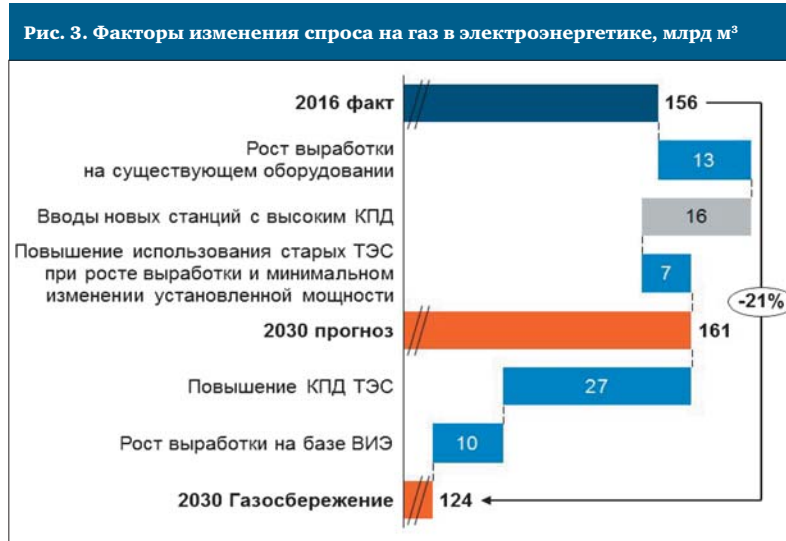


туры и нехватки самого ресурса. Однако строительство трубопроводов сдерживается не только их высокой стоимостью, но и низкой экономической целесообразностью таких проектов. Дело в том, что здесь выгодно использовать энергетический уголь, около 70% которого потребляется в Сибирском и Уральском федеральных округах близко к регионам добычи (Кузбасский, Канско-Ачинский, Экибастузский угольные бассейны). В то же время замещение газом чревато негативными последствиями для угольной отрасли. Поставить на экспорт новые объемы угля в краткосрочной перспективе практически невозможно — инфраструктура (железные дороги и порты) сегодня уже задействована на 100%.

СТАБИЛЬНОСТЬ И СТАГНАЦИЯ VS ПРОГРЕСС И РЕЦЕССИЯ

Использование газа для генерации электроэнергии зависит от загрузки и эффективности газовых ТЭС. Загрузка, в свою очередь, зависит от общего спроса на электроэнергию и степени использования других источников энергии. Ожидаемая потребность в электроэнергии формируется напрямую исходя из прогнозных значений ВВП. Начиная с 1995 г. наблюдалась практически 100%-ная корреляция между данными параметрами, поэтому закономерно было бы предположить ее сохранение и в прогнозном периоде.

Другим подтверждением данной взаимосвязи служит неизменность структуры потребления электроэнергии: ВВП симметрично отражается в энергопотреблении отраслей на протяжении всего ретроспективного периода. Ожидается, что данная тенденция сохранится и в прогнозном периоде. При ежегодном росте ВВП на 1,6% (по прогнозу Минэкономразвития) потребность в электроэнергии будет возрастать на 0,7%. Таким образом, ее потребление² вырастет на 10% —



Источники: VYGON Consulting.

с 1027 млрд кВт•ч в 2016 г. до 1132 млрд кВт•ч в 2030 г.

Исходя из баланса в ЕЭС (без учета сетевых ограничений), прогнозируемое увеличение спроса на электроэнергию не потребует расширения генерирующих мощностей. Аналогичная позиция утверждена Минэнерго России в Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2035 г. Поэтому к 2030 г. планируется минимальное (+2%) наращивание установленной мощности при незначительном изменении ее структуры. Замещение газом других источников затруднительно, т. к. мощности Росатома и «РусГидро» загружаются в первую очередь, а экономически обоснованный потенциал замещения угля уже по большей части реализован.

Рост выработки на 10% приведет к увеличению КИУМ с 38,7 до 42,9% в 2016–2030 гг., что означает дозагрузку простаивающих в настоящее время электростанций. Современные ТЭС уже сейчас интенсивно эксплуатируются, и дополнительная потребность в электроэнергии могла бы быть покрыта тепловыми станциями с низким КПД, что обеспечило бы прирост потребления газа на 13 млрд м³. Но с учетом того что к 2030 г. еще 15 ГВт газовых ТЭС будет построе-

но или модернизировано с применением ПГУ и соответствующими КПД, потребление газа в секторе в 2030 г. останется на сегодняшнем уровне.

Общая доля ПГУ в установленной мощности возрастет до 30%, и при сохранении КИУМ ТЭС на текущем уровне она привела бы к сокращению расхода газа на 5% (вводы новых ГТУ и ПСУ минимально сказываются на общем КПД газовой генерации). Однако УРУТ газовой генерации уменьшается всего на 4% к 2030 г. из-за дозагрузки менее эффективных действующих мощностей.

Без значительных изменений в структуре генерирующего оборудования прирост потребления газа в электроэнергетике составит 12 млрд м³ в 2016–2030 гг. Вводы ПГУ с высоким КПД на смену устаревшим установкам практически полностью нивелируют положительное влияние повышения спроса на потребление газа (–9 млрд м³). Одновременный рост КИУМ недозагруженных мощностей с меньшим КПД даст дополнительный спрос на 2 млрд м³ газа. В случае ввода в эксплуатацию генерирующих объектов ВИЭ в объеме 11,6 ГВт, предусмотренных в рамках одного из сценариев Генеральной схемы размещения объектов



электроэнергетики, спрос на газ снизится еще на 5 млрд м³.

Итоговое потребление газа к 2030 г. меняется всего на 5 млрд м³, или на 3%, что можно трактовать как устойчивую стагнацию. При этом возможные отклонения от ожидаемых предпосылок по потреблению электроэнергии или изменению структуры выработки не смогут значительно повлиять на спрос. Диапазон вероятных отклонений от базового значения в 163 млрд м³ оценивается в коридоре ±10 млрд м³.

Даже высокие темпы роста потребления электроэнергии (3% в год и более) не гарантируют заметного увеличения спроса на газ. Одновременно начнут вводиться новые генерирующие мощности, функционирующие на разных источниках энергии, а строительство газовых ТЭС и модернизация действующих мощностей для покрытия спроса обеспечат повышение КПД.

Таким образом, потребление газа в электроэнергетике оказывается в ловушке: невозможно захва-

тить «чужой» рынок, «свой» же неизбежно сокращается из-за роста эффективности выработки.

Следует отметить, что масштабные вводы новых электростанций на базе парогазового цикла возможны при текущей конъюнктуре оптового рынка электроэнергии РФ только при наличии мер стимулирования технологического развития энергетики. Новые паросиловые блоки с худшей топливной эффективностью остаются предпочтительным вариантом инвестиционного решения при ценах на газ до 6–8 тыс. руб./1000 м³.

Благодаря обновлению ТЭС КПД к 2030 г. увеличится до 42%, но при росте цен на газ реализуются механизмы газосбережения. Результатом станет ускоренная замена генерирующих мощностей современными ПГУ, что позволит увеличить КПД до 50%. По этой причине потребление газа сократится на 27 млрд м³. Достижение целевых показателей, зафиксированных в действующей Энергостратегии России до 2030 г. и предполагающих увеличение до

50 млрд кВт•ч выработки на генерирующих объектах, которые функционируют на основе возобновляемых источников энергии, повлечет за собой дополнительное снижение спроса на газ на 10 млрд м³.

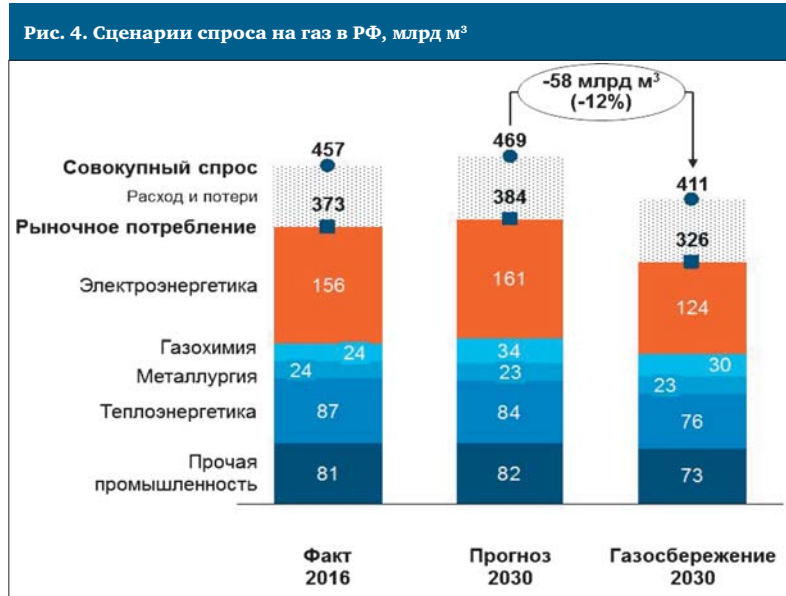
ТЕПЛО НЕ ИГРАЕТ РОЛИ

Следующим крупным сегментом спроса на газ после электроэнергетики выступает теплоэнергетика, где выделяются коммунально-бытовой сектор и население. Под коммунально-бытовым сектором понимаются районные котельные, а под населением — потребление газа бойлерами и плитами. Выработка тепла совместно с электроэнергией на ТЭС относится в настоящем сегментировании к электроэнергетике, что связано с невозможностью отнести потребленный газ на каждый из продуктов выработки.

Среди всех централизованных источников теплогенерации газовые котельные составляют 29% по итогам 2016 г. Другим крупным источником являются газовые ТЭС (39%), оставшаяся доля

относится прежде всего к углю, реже к мазуту и прочим ресурсам. Совокупная выработка тепла, по данным Росстата, снизилась с 1419 до 1238 Гкал, или на 13%, в 2009–2016 гг., что, по всей видимости, не соответствует действительности. На изъян в статистике указывают газовые котельные: сокращение выработки тепла на треть происходило на фоне стагнации потребления газа (37 млрд м³ в год). Прямая трактовка говорит одновременно о снижении эффективности производства тепла и сокращении потребности в нем. На самом деле выработка тепла и его отпуск не были эквивалентны. Учет в статистике производился по отпуску, который, в свою очередь, рассчитывался по нормативам в отвязке от реального производства энергии. С началом внедрения приборов учета и контроля на стороне потребителя сбытовые компании постепенно перестали завышать показатели отпуска тепла, которые к настоящему моменту практически сравнялись с его выработкой.

Аналогичная ситуация наблюдается и со спросом населения: подключение новых потребителей не обеспечивает повышения газопотребления. Наблюдаемый рост уровня, казалось бы, предполагает увеличение использования газа. Однако в 2010–2016 гг. показатель газификации возрос с 63 до 67%, но спрос как коммунально-бытового сектора, так и населения практи-



Источники: VYGON Consulting.

чески не менялся, оставаясь на отметке около 87 млрд м³. Такая динамика, во-первых, обусловлена снижением эффективности газификации, т. е. новые потребители создают меньше спроса, чем ранее. Подключаются все более удаленные и малонаселенные города и села с низким потенциалом газопотребления. Немаловажно, что сама методика расчета уровня газификации основана на подсчете количества присоединенных домохозяйств, но не учитывает «размер» пользователя. Во-вторых, снижается потребность в топливе уже подключенных домохозяйств, что связано с улучшением теплоизоляции жилых помещений и ростом топливной эффективности отопительных котлов.

В долгосрочной перспективе потребность в тепле будет постепенно снижаться по мере улучшения теплоизолирующих свойств жилых и промышленных помещений, даже несмотря на рост газификации. Тенденция коснется как коммунально-бытового сектора, так и населения. В централизованной генерации общее медленное снижение выработки тепла (–7% до 2030 г.) будет компенсировано ростом доли его производства на газовых котельных в процессе вытеснения угля и мазута (с 29 до 31%). Общее влияние на потребление газа будет отрицательным (–3 млрд м³ к 2030 г.).

Аналогичный тренд распространится и на население, где дополнительным фактором снижения спроса будет внедрение систем контроля за расходом тепла. Автоматическое поддержание оптимальных температурных условий в помещениях в зависимости от внешней среды, а также отсутствия или присутствия в них людей позволит более экономно расходовать газ. Вместе с тем сохранение текущих темпов газификации (+0,7% в год) поддержит уровень потребления со стороны населения, и снижение будет слабо выражено (–1 млрд м³ к 2030 г.).

