

ВЕСТНИК АТОМПРОМА

#5

Июнь

2020

тема номера

Новая энергетика

В России и мире, вчера и сегодня

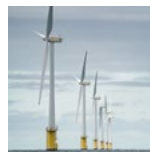


	<i>В центре внимания</i> Энергетика до и после вируса		<i>Повестка диверсификации</i> Более экологичной альтернативой ВИЭ может стать водородная энергетика
3–7 стр.	<i>Европа и весь мир не могут позволить себе роскошь исключать какие-либо низкоуглеродные или нулевые технологии.</i>	12 стр.	<i>Некоторые страны ЕС начали активно искать альтернативу и традиционной энергетике, и ВИЭ.</i>
	<i>В центре внимания</i> Доля атомной энергетики в глобальном масштабе останется на текущем уровне		<i>Мнение общества</i> Российское общество начнет «зеленеть»
8 стр.	<i>Будут приниматься во внимание аргументы за и против атомной энергетики, и не только со стороны экологии.</i>	14–18 стр.	<i>Интерес россиян к вопросам экологии за последние несколько лет существенно вырос.</i>
	<i>Повестка диверсификации</i> Неатомная энергетика Росатома		<i>Повестка диверсификации</i> Северное сияние на электрической подпитке
10–11 стр.	<i>Различные структуры госкорпорации уже несколько лет занимаются и совершенно не ядерными энерготехнологиями.</i>	20–24 стр.	<i>Для развития территорий Русской Арктики придется решать вопросы модернизации существующих энергомоощностей и строительства новых.</i>



Повестка диверсификации

**Энергию вашему
фьорду**



Неатомный опыт

**Нефть приценивается
к «зеленому»**

25–26 стр.

Тренд последнего времени – наращивание арктическими странами выработки электроэнергии на базе возобновляемых источников энергии.

44–47 стр.

Ряд крупных энергетических компаний преумножили инвестиции в ВИЭ; России стоит это учесть.



Ситуация в России

Неэнергичный экспорт



Неатомный опыт

**Безальтернативная энергетика
в эпоху постковида**

28–31 стр.

При сжатии внешнего потребления энергоресурсов России придется либо искать варианты диверсификации экспорта, либо наращивать внутреннее потребление.

48–49 стр.

Традиционные компании ТЭК смещают акценты своих стратегий в сторону новых технологий.



Неатомный опыт

Энергетика своим путем

Мнение редактора

**Ампером общим
не измерить**

32–35 стр.

Наиболее активно работали над собственной генерацией те потребители, у которых имелся доступ к собственным энергоресурсам.

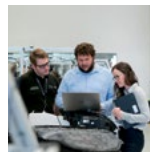
50–51 стр.

Россия – не единственная крупная страна, которая по тем или иным причинам плетется в хвосте глобальной энергетической моды.



Исторические хроники

**Энергетика России
в современном мире**



Особое мнение

**Предприниматель vs
Управленец**

36–42 стр.

«Большая энергетика» в лице крупных ТЭС, ГЭС и АЭС не исчезнет, но перед ней встанут иные задачи.

52 стр.

Наше технологическое будущее понятно. Но предстоит ответить на вопрос, как его достичь.



Главный редактор «Вестника атомпрома»
Владимир Степанов (Дзагуто)

Когда изменяются даже перемены

Как рассказать о реформируемой отрасли в непредсказуемо трансформирующемся мире

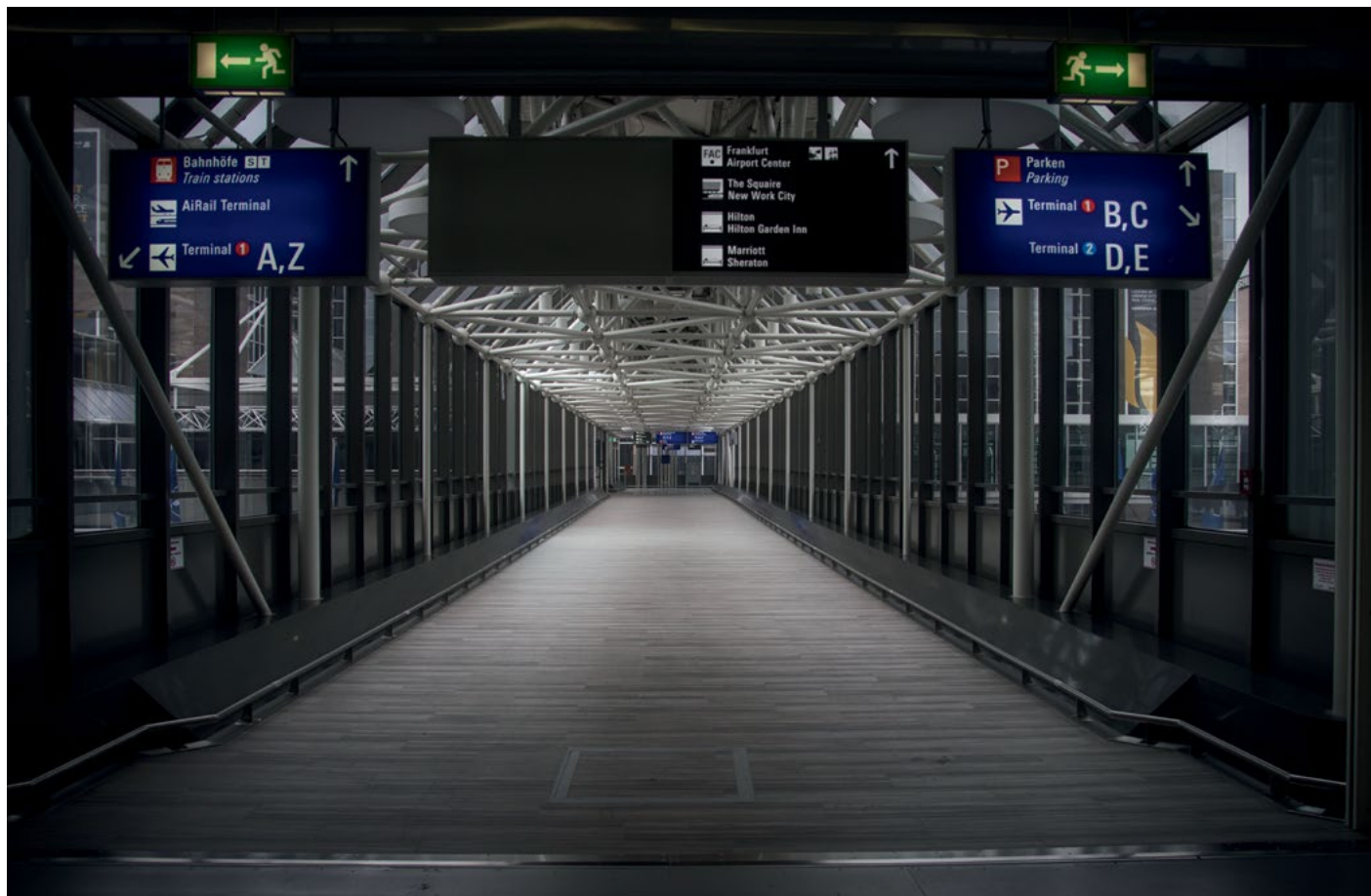
Электроэнергетика — возможно, наиболее очевидная сфера для диверсификации бизнеса, если говорить о крупной атомной корпорации. На первый взгляд, все очень похоже: те же принципы работы на энергетических рынках, во многом близкие технологии (от стадии электрогенератора до стадии поставки электроэнергии потребителю большой разницы между энергоисточниками нет). Добавим к этому, что мир как раз проходит через стадию энергетического перехода: традиционная энергетика, стоявшая на «трех китах»: ТЭС, ГЭС и АЭС, — упорно меняется на климатически нейтральную, с преобладанием «зеленой», низкоуглеродной энергетики. А любая реформа — это, прежде всего, инвестиции в новые возможности.

Но для мировой атомной отрасли новые «зеленые» возможности — пока территория новых рисков. С одной стороны, не очень сложно встроиться в новую энергетику с типичными «зелеными» технологиями (например, с ветрогенерацией) и зарабатывать на буме ВИЭ. С другой же стороны, ядерная технология Росатома — атомная генерация — формально ничем не хуже других низкоуглеродных технологий, но за рубежом пока далеко не все готовы признать АЭС достаточно «зеленой» технологией и допустить ее к дележу нового инвестиционного ресурса. В определенном смысле такой подход был бы наиболее удобным способом расширения

бизнеса: вместо продвижения в новые технологии (со всеми рисками незнакомых правил игры и более жесткой конкуренции) открыть новый рынок для своего профильного продукта. Но пока гора к Магомету не пошла.

Особенно интересны, как всегда, неожиданности и форс-мажоры. По этой части 2020 год — образцово-показательный: пандемия COVID-19 с легкостью перекраивает простую и понятную картину развития мировой экономики. Энергетика не стала исключением: все прогнозы развития отрасли приходится пересматривать на ходу, не снимая масок и перчаток. Но и тут можно искать положительные факторы: где больше рисков, там больше возможностей. Это время имеет шанс войти в учебники истории экономики: что может быть интереснее, чем активно реформируемая отрасль в непредсказуемо меняющемся мире, энергетический переход с элементами мировой революции?

Поэтому, создавая этот номер «Вестника атомпрома», посвященный новой энергетике, мы не были уверены, что приводимые в нем тренды не поменяются уже через несколько месяцев, а ожидания обязательно сбудутся. Сейчас слишком много непредсказуемых факторов. Но именно об этой непредсказуемости, видимо, и нужно рассказывать в эпоху, когда меняются даже перемены.



Энергетика до и после вируса

Какие энерготехнологии могут выиграть от COVID-19

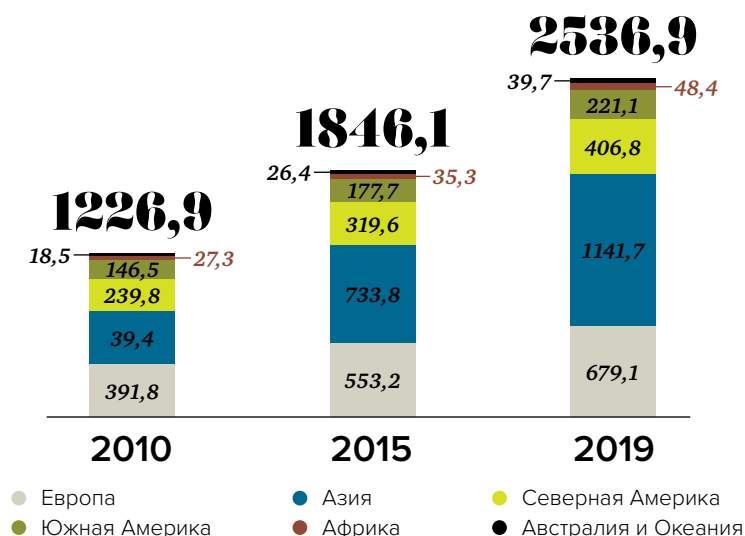
Пандемия коронавируса, закрытие границ, само-изоляция населения, приостановка работы целых отраслей экономики — эти печальные события первой половины 2020 года ударили и по глобальной электро-энергетике. В отрасли прогнозируются спад производства и снижение инвестиций, которые, может быть, и не приведут к полноценному кризису, но вполне способны усилить конкуренцию между секторами. Пока эксперты склоняются к тому, что возобновляемые источники энергии (ВИЭ) даже в условиях пандемии смотрятся лучше конкурентов и, возможно, выиграют при восстановлении спроса на электроэнергию. Впрочем, это дает некоторый шанс и атомной энергетике, но только в том случае, если регуляторы все же признают АЭС полноценной низкоуглеродной отраслью и допустят сектор к преференциям, пока доступным лишь «зеленой» генерации.

Медвежий характер COVID-19

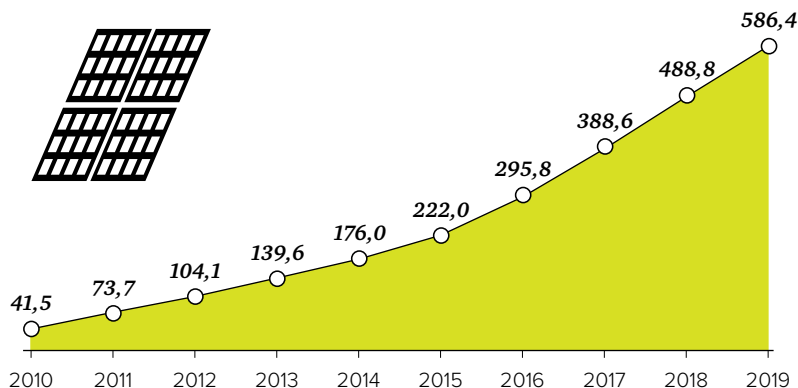
Историю про текущие тренды в глобальной энергетике в любое другое время можно было бы рассказывать, отталкиваясь от победоносного шествия ВИЭ, которые настойчиво теснят всех конкурентов. Но летом 2020 года о победах «зеленой» генерации упоминать можно лишь с оговорками. Например, мировой спад, вызванный пандемией коронавируса COVID-19, как считают эксперты, на ВИЭ скажется в меньшей степени, чем, например, на тепловых электростанциях или на добыче ископаемого топлива.

Так, ассоциация REN21 (экспертное сообщество по возобновляемой энергетике) отметила, что в период пандемии глобальный спрос на электроэнергию снизился на 2,5 %. Тем не менее ВИЭ, по этим же оценкам, остались «единственным источником электроэнергии,

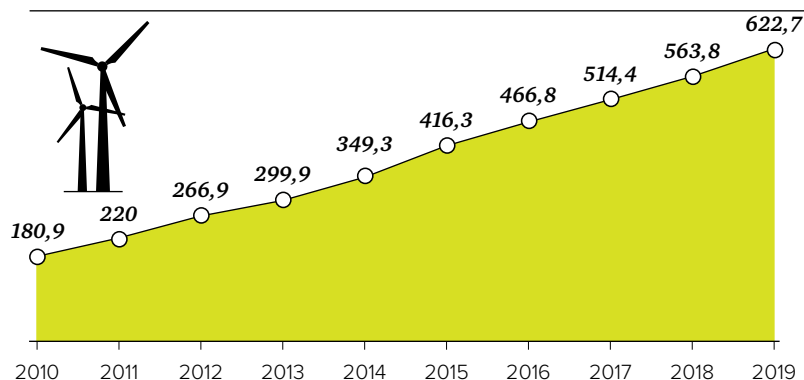
Установленная мощность возобновляемой генерации, ГВт



Рост установленной мощности солнечной генерации в мире, ГВт



Рост установленной мощности ветровой генерации в мире, ГВт



Источник: IRENA

который зафиксировал рост спроса». В REN21 это связали с низкими эксплуатационными расходами и льготным доступом к электрическим сетям. В качестве примера последствий коронавирусного кризиса эксперты приводят Китай, где в январе–феврале выработка на ТЭС снижалась на 9%, но солнечная генерация выросла на 12%, а ветрогенерация — на 1%. Другими факторами риска для новой отрасли в REN21 назвали, например, остановку китайских заводов по производству комплектующих для «зеленой» (прежде всего солнечной) генерации, а также снижение доступности кредитов для инвесторов, что затрудняет продолжение вложений в энергетику.

Международное энергетическое агентство (МЭА) на фоне пандемии COVID-19 ожидает в 2020 году спада общих инвестиций в электроэнергетической отрасли примерно на 10%. В большей степени пострадают сектора, работающие на ископаемом топливе. Например, инвестиции в новые угольные ТЭС, и так падавшие в последние годы, сократятся более чем на 11%, а в целом вложения в энергетику на ископаемом топливе — на 15%. Инвестиции в «зеленый» сектор электроэнергетики упадут на 10%.

По прогнозу МЭА, инвестиции в ВИЭ в 2020 году могут составить \$281 млрд (в ценах 2019 года) против \$311 млрд годом ранее. Причем наиболее существенным образом падение затронет солнечную энергетику, где прогнозируется уменьшение инвестиций сразу на 21% — со \$137 млрд в 2019 году до \$108 млрд в этом. В ветроэнергетике ситуация ожидается заметно лучше: \$97 млрд вложений в этом году вместо \$99 млрд в прошлом. В энергетику на ископаемом топливе будет инвестировано \$111 млрд против \$130 млрд в 2019 году, в атомную энергетику — \$35 млрд против \$39 млрд соответственно. Снизятся и инвестиции в развитие электросетей — с \$273 млрд в 2019 году до \$248 млрд в 2020-м.

МЭА также соглашается, что в период спада энергопотребления низкие текущие расходы и приоритетный доступ к сетям позволили ВИЭ сохранить позиции на энергорынке. Любопытно, что МЭА не ожидает заметного падения вложений в атомную энергетику в 2020 году, но связывает это с длительными сроками строительства и инвестирования, что делает сектор менее зависимым от текущих изменений в отрасли.

С перспективой некоторого ухудшения инвестиционного климата в секторе ВИЭ согласны и эксперты International Renewable Energy Agency (IRENA). «Возобновляемая энергетика продолжает расти в 2020 году, несмотря на пандемию COVID-19, — отмечается в исследовании IRENA. — Однако прирост новых мощностей в 2020 году будет ниже, чем ожидалось ранее».

Кроме того, заметно снижается количество принятых окончательных инвестрешений (FID) в крупной традиционной генерации (ТЭС, АЭС и большие ГЭС). Впрочем, уже в 2019 году этот показатель, по

расчетам МЭА, падал до 86 ГВт — на 8 % ниже, чем годом ранее. В секторе низкоуглеродной традиционной генерации объем FID составил 14 ГВт, что стало самым низким уровнем за десятилетие. При этом снижается и число инвестирований по крупным ВИЭ-электростанциям. Уже в первом квартале FID в этом секторе упал до уровня 2017 года.

Выход из атома как непозволительная роскошь

В итоге можно говорить о том, что глобальная электроэнергетическая отрасль в определенном смысле взяла паузу. Ключевой тренд последнего десятилетия притормозился, спрос на электроэнергию начал (видимо, временно) снижаться, что должно, по крайней мере в теории, привести к усилению конкуренции между секторами. Эксперты говорят, что такая ситуация может привести, например, к ускоренному выводу старой тепловой генерации. Этот процесс был ожидаем на фоне падения себестоимости вводов новых «зеленых» энерго мощностей.

Тем не менее ключевые элементы климатической политики развитых стран мира, которые были наиболее важными стимулами для развития новой возобновляемой генерации, пока пересматривать не собираются. Это, в свою очередь, означает, что в случае относительно быстрого восстановления мировой экономики отрасль опять сможет получать инвестиции на прежнем или большем уровне, причем тратить эти средства, скорее всего, смогут инвесторы в безуглеродные энерготехнологии. Другими словами, на большую часть нового инвестиционного пирога, исходя из текущей ситуации, смогут претендовать прежде всего солнечная, ветровая энергетика, генерация на биотопливе и биомассе и другие «зеленые» технологии.

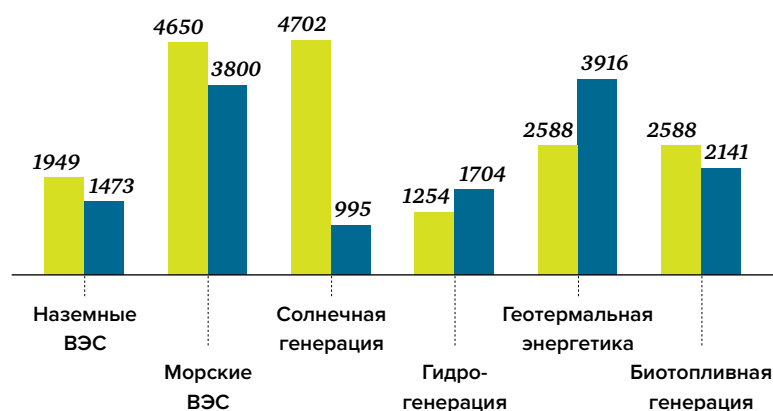
Коронавирусная пауза, возможно, дает дополнительный шанс атомной отрасли на то, чтобы включиться в «зеленое» будущее. Мирный атом до сих пор находится, с точки зрения климатической идеологии, в промежуточном состоянии. С одной стороны, АЭС — типичная низкоуглеродная энергетика, не создающая в процессе работы выбросов парниковых газов. С другой стороны, регуляторы, в том числе в Евросоюзе, требующие борьбы с ископаемым топливом, не готовы причислить атомную энергетику к типичным «зеленым» энерготехнологиям. А это, например, затрудняет доступ к \$1 трлн инвестиций, обещанных Брюсселем в рамках «Европейской зеленой сделки» — ключевого документа по снижению парниковых выбросов в Европе. Сделку активно обсуждали в прошлом году и в начале 2020 года.

Сейчас ситуация прежняя: атомная энергетика не была включена в «Европейскую зеленую сделку», ее не упомянули и в плане восстановления Евросоюза от последствий пандемии. Наиболее частый аргумент в пользу сохранения мирного атома — то, что при постепенном отказе развитых стран от АЭС либо потребуются слишком большие инвестиции в их замену новыми ВИЭ, либо поставленных целей по

Средняя нормированная стоимость электроэнергии (LCOE*), \$/кВт·ч



Средняя стоимость строительства новой генерации, \$/кВт



Источник: IRENA

климатической нейтральности экономики вообще не удастся достичь. ЕС, например, намерен стать климатически нейтральным (уйти от выбросов парниковых газов) к 2050 году. Как и следовало ожидать, торможение экономики во время ограничений, связанных с пандемией COVID-19, снизило выбросы: в ЕС они упали на 8 % в первом квартале по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. Но восстановление экономики может опять привести к повышению выбросов. «Европа и весь мир не могут позволить себе роскошь исключать какие-либо низкоуглеродные или нулевые технологии», — говорил в июне исполнительный директор МЭА Фатих Бирол.

По данным МЭА за 2018 год, наиболее молодым парком АЭС ожидаемо владеет Китай, не так давно начавший свою программу строительства атомных станций. 80 % атомных энергоблоков в стране моложе 10 лет.

Самые старые мощности находятся в странах, где массовое строительство АЭС началось еще в эпоху «атомного романтизма» — в 1960–1970-х годах. Так, в США 90 % блоков АЭС старше 30 лет, в странах Евросоюза в эту возрастную категорию попадает 83 % атомных мощностей, в России — 61%. При этом по доле относительно новых блоков АЭС наша страна уступала только Индии и Китаю: в РФ 25 % мощностей были моложе 10 лет.

Любопытно, что именно старые АЭС, по расчетам МЭА двухлетней давности, могут в перспективе предоставлять едва ли не самую дешевую электроэнергию (амортизированные энергомощности, в отличие от новых, уже не требуют возврата

инвестиций). Таким образом, в частности, были продемонстрированы преимущества «исторических» атомных держав. По расчетам на период до 2040 года, старые атомные энергоблоки с продленным сроком службы в США показывали бы нормированную стоимость электроэнергии (LCOE — levelised cost of electricity, показатель себестоимости выработки, учитывающий все расходы электростанции за период работы, включая налоги, возврат кредитов и т.д.) на 1 МВт·ч в \$43. LCOE новых АЭС составлял \$100 за 1 МВт·ч, парогазовых установок (ТЭС с паровой и газовой турбинами и КПД порядка 55 %) — \$65. Солнечные электростанции и наземные ветрогенераторы показывали, по расчетам, LCOE в \$50 за 1 МВт·ч.

В Евросоюзе показатели были схожими. Продление срока службы действующих АЭС приводило к минимальной нормированной стоимости электроэнергии до 2040 года в \$43 за 1 МВт·ч. Наиболее близким к этому показателем могла похва-

стать солнечная генерация, но и у нее LCOE был почти вдвое дороже — \$85 за 1 МВт·ч. У новых АЭС LCOE поднимался сразу до \$110 за 1 МВт·ч, а у парогазовой технологии — до \$120. Развитые страны, активно продвигавшие атомную энергетику в XX веке, в целом и сейчас гораздо больше зависят от нее, чем развивающиеся государства. В расчетах, приводившихся в 2019 году Международным экономическим советом, говорится, что примерно 70 % из 450 действовавших на тот момент в мире атомных энергетических реакторов находятся в странах ОЭСР и обеспечивают в среднем 18 % их потребностей в электроэнергии. В этих регионах на АЭС приходится также 40 % от выработки чистой (низкоуглеродной) генерации. В странах вне ОЭСР атомные электростанции производили в 2016 году лишь 4,6 % от всей выработанной электроэнергии (новые ВИЭ, кроме больших ГЭС, давали тогда в странах, не входивших в ОЭСР, лишь 3,5 % от производства электроэнергии).

Низкоуглеродный, но недостаточно «зеленый»

МЭА в 2019 году оценивало вклад атомной энергетики в сокращение выбросов углекислого газа как 60 гига-тонн (млрд тонн), отмечая, что сейчас примерно столько же вся мировая топливно-энергетическая отрасль выбрасывает в атмосферу за два года деятельности. При этом годом ранее АЭС были вторым по величине источником низкоуглеродной энергетики, по оценке агентства. На первом месте оставалась гидрогенерация с выработкой в 4,24 трлн кВт·ч, тогда как мирный атом в 2018 году выдал в сеть 2,72 трлн кВт·ч — примерно 10 % от всей произведенной в мире электроэнергии и примерно 18 % от безуглеродной выработки. Впрочем, то же МЭА тогда отмечало, что атомная энергетика теряет позиции в развитых странах: хотя в 2018 году было введено 11,2 ГВт новых АЭС, но эти пуски были сделаны в Китае и России.

Ключевой проблемой мирного атома, которая может подорвать планы декарбонизации энергетики, эксперты МЭА называли старение парка АЭС в развитых странах: средний возраст атомных энергоблоков в этих государствах оценивался в 35 лет, а к 2025 году ожидался вывод из эксплуатации примерно четверти этих мощностей. Хотя продление срока службы атомных энергоблоков значительно дешевле, чем строительство новых электростанций, но цена вопроса все равно весьма высока. Продление эксплуатации 1 ГВт мощности АЭС на десятилетие, по расчетам МЭА, стоит от \$500 млн до \$1 млрд, что затруднительно на фоне «затяжного периода низких оптовых цен на электроэнергию в наиболее развитых экономиках».

Ключевыми факторами для дальнейшего развития атомной энергетики остаются, видимо, политические решения государств и надгосударственных образований (таких как Евросоюз) и в целом отношение

общества к мирному атому. Следует признать, что пока ядерная отрасль не сумела добиться как минимум лояльного отношения к себе даже в ряде стран, развивавших атомную энергетику. Пример тому — последовательная антиатомная позиция ряда европейских стран, таких как Италия и Австрия (Вена в последние годы активно выражала недовольство планами соседних Чехии и Венгрии по сооружению АЭС). Кроме того, авария 2011 года на АЭС «Фукусима-1» в Японии выглядела как «удачный» повод, позволивший Германии объявить о программе постепенного выхода из атомной энергетики. Для страны, в которой одна из ключевых политических сил — партия «зеленых», такая политика выглядит вполне естественной.

Как отмечалось в отчете Мирового экономического совета о будущем атомной отрасли в 2019 году, «опросы общественного мнения регулярно показывают, что наивысший уровень поддержки атомной энергетики приходится на районы, находящиеся в непосредственной близости от объектов использования атомной энергии». Этот факт объяснялся «концентрацией знаний об атомной отрасли», тогда как в удаленных от атомных объектов районах общественное мнение «сформировано в основном за счет СМИ».

С другой стороны, даже в ситуации с COVID-19 атомная отрасль может увидеть свои преимущества — например, перед энергетикой на ископаемом топливе. Относительная топливная независимость позволяет АЭС долгое время работать в изолированном режиме, тогда как для ТЭС необходимы постоянные поставки газа или угля. В ситуации пандемии и постоянных рисков закрытия границ атомная энергетика выигрывает: как отмечалось в материалах Всемирной ядерной ассоциации, в период борьбы с коронавирусом АЭС не выключались из-за влияния пандемии на персонал или на цепочки поставок.

Три сценария на атомную тему

В 2019 году Международный экономический совет предложил три сценария развития мировой энергетики до 2060 года, оценив роль атомной энергетики в каждом из них.



1

«Джаз-Модерн»

Первый сценарий — «Джаз-Модерн» — предполагал превалирование рыночных механизмов, высокую роль инноваций и ориентацию инвесторов на «небольшие проекты с низкой капиталоемкостью и относительно быстрой окупаемостью». Это, по оценке МЭС, приведет к тому, что в развитых странах энергетика переориентируется на цифровые технологии, гибкость спроса и предложения,

тогда как «мощности старого мира больше не кажутся необходимыми». Атомная энергетика остается важной для развивающихся стран (в том числе для Китая и России), где она продолжает пользоваться государственной поддержкой. Здесь отрасль также может пользоваться международной финансовой поддержкой, в частности госкредитами, а также получает поддержку общества.

К 2060 году общая мощность АЭС растет более чем в полтора раза, до 620 ГВт, но при этом в мире в целом резко увеличивается доля возобновляемой энергетики. Суммарная доля неископаемых энергоресурсов (включая АЭС), составлявшая в 2015 году 34% мирового производства электроэнергии, возрастает к 2060 году до 57%. В результате доля АЭС в мировом энергобалансе падает до 8,5% (сейчас — порядка 11%).

2

«Незаконченная симфония»

Второй сценарий — «Незаконченная симфония» — своего рода идеальный вариант международного сотрудничества и совместного планирования, в том числе в части достижения климатических целей.

Этот вариант развития мира предполагает включение атомной энергии в число инструментов декарбонизации как в развивающихся странах, так и в Евросоюзе; продолжение строительства новых АЭС; полноценное воз-

вращение Японии и Южной Кореи к атомным программам; политику продления сроков службы АЭС, в том числе в Европе и США; появление новых поставщиков ядерных технологий и т. д.

Предполагается активное развитие атомных инноваций, в том числе малых модульных реакторов (ММР), а также внедрение ядерных технологий в смежных отраслях (например, для производства водорода). Создаются

гибридные энергосистемы на базе АЭС и ВИЭ.

В этом сценарии доля неископаемой электроэнергетики вырастает к 2060 году сразу до 73%, а АЭС уже к 2035 году достигают 13% в производстве электроэнергии и в дальнейшем удерживают этот уровень. Для этого общую мощность мирового парка АЭС придется увеличить в два с половиной раза: в 2060 году она должна превзойти 1 ТВт (1000 ГВт).

3

«Хард-рок»

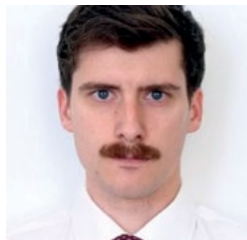
Третий сценарий МЭС — «Хард-рок» — «разобщенный мир с низкими темпами экономического роста, растущей геополитической напряженностью и низким уровнем межгосударственного сотрудничества».

Каждая страна ведет собственную политику в части энергетики и декарбонизации. Новые АЭС строятся, в основном, в странах Азии (в частности, на Ближнем

Востоке), основные поставщики — Россия и Китай. Атомные реакторы IV поколения и ММР появляются, но не становятся важной частью энергосистемы. Ряд развитых стран к концу периода начинает возвращаться к атомной энергетике, хотя до этого США и ЕС неохотно приступали к строительству новых АЭС

Доля неископаемой электроэнергии в мире достигает

54%, но годовой объем производства электроэнергии к 2060 году увеличивается лишь до 43 трлн кВт·ч (24 трлн кВт·ч в 2015 году). Это значительно ниже, чем в первых двух сценариях МЭС — 57,9 трлн кВт·ч и 59 трлн кВт·ч соответственно. Доля мирного атома в выработке электроэнергии немного вырастает — до 12%, суммарная мощность АЭС в мире растет до 696 ГВт.



Марк У. Нельсон,
управляющий директор
Radiant Energy Fund LLC

Доля атомной энергетики в глобальном масштабе останется на текущем уровне

Считаете ли вы, что в будущем существующая доля атомной энергетики в мировом энергобалансе сохранится? Возможен ли ее резкий рост или, напротив, снижение?

Доля атомной энергетики в глобальном масштабе останется на текущем уровне, но со значительными локальными вариациями. Центральная и Восточная Европа будет продолжать использовать атомную энергию, от которой отказывается Западная Европа. Африка наконец начнет двигаться в атомном направлении, а Южная Америка, скорее всего, продолжит тормозить. Ближний Восток включится в программу Me-too («Мы тоже») вслед за ОАЭ. Индия будет медленно продвигаться вперед. Точкой следующего бума может стать Юго-Восточная Азия; у Австралии есть лишь ничтожный шанс начать движение в эту сторону. Северная Америка останется более или менее стабильной, а Азиатско-Тихоокеанский регион будет расти, особенно если восстановится Япония, а антиатомная политика Южной Кореи ограничится сроком работы нынешнего правительства. Конечным результатом этого окажется примерно стабильная доля атомной энергии.

Это предполагает сохранение текущих тенденций. Но мы можем и должны задействовать общественность по всему миру, чтобы получить результаты лучше тех, которые я описал. В таком случае чистый рост доли атомной энергетики к 2040 году станет возможным.

Как вы оцениваете вероятность радикальных сценариев развития, например, массового закрытия существующих АЭС или возвращения к масштабному строительству новых энергоблоков?

Мы уже наблюдаем это в некоторых странах, таких как Франция и Южная Корея, которые намеренно препятствуют работе реакторов, достигших возраста 40 лет. Поэтому, в зависимости от интерпретации вашего

вопроса, вероятность равна 100 %. В этих странах антиатомные чиновники в антиатомных министерствах игнорируют своих ученых и экспертов по регулированию и настаивают, что 40 лет — предельный срок, даже если сами реакторы доказывают, что этот период может быть вдвое больше. Таким образом, мы уже можем говорить о радикальном отказе от использования существующих АЭС в двух странах, которые были в числе мировых лидеров.

Возвращение к массовому строительству требует увеличения числа опытных специалистов и институтов. Великобритания стоит на краю пропасти и вполне может построить еще целых три АЭС, помимо «Хинкли-Пойнт С». Также неясно, насколько серьезны намерения Китая сохранять быструю атомную экспансию.

В 2019–2020 годах в мире, и в особенности в Европе, шла дискуссия о том, следует ли признать АЭС полноценной безуглеродной энергетикой. Насколько будущее атомной энергетики зависит от экологического фактора?

Почти всегда люди, заявляющие, что ставят экологию во главу угла, игнорируют эту самую экологию, чтобы сосредоточиться на ликвидации атомной энергетики. Тем временем люди и партии, традиционно не связанные с охраной окружающей среды, внезапно обнаруживают, что можно серьезно заботиться об экологии, достигая процветания с помощью атомной энергии. Германия, например, откажется от любых действий по климатической или экологической повестке, если ей покажется, что это лазейка для атомной энергетики. А страны, выбирающие атомную энергетику из соображений национального престижа и независимости, обнаружат, что им нравится защищать экологию и решать климатические задачи. В каждом случае будут приниматься во внимание аргументы за и против атомной энергетики, и не только со стороны экологии.

Ivanpah Solar Electric Generating System



Крупнейшая электростанция в мире, работающая на гелиотермальном (солнечно-тепловом) принципе. Расположена в Южной Калифорнии, в пустыне Мохаве. Солнечный свет с помощью гелиостатов (зеркал) концентрируется на бойлерах, поднятых на трех башнях. От разогретого теплоносителя энергия в итоге передается на турбину. Мощность станции Ivanpah — 377 МВт, проектная выработка электроэнергии — до 1 млрд кВт·ч в год.

Гелиотермальная схема считается менее эффективной и более дорогой, чем солнечные панели, используемые на большинстве СЭС. По данным IRENA, в 2019 году в мире было установлено лишь 6,28 ГВт таких электростанций — чуть более 1% от всей солнечной генерации.

377 МВт

мощность

14,2 км²

общая площадь гелиостатов

до 1 млрд кВт·ч в год

проектная выработка электроэнергии



Неатомная энергетика Росатома

Необычные энерготехнологии за пределами АЭС

Росатом — прежде всего атомная госкорпорация. Однако ее структуры уже несколько лет занимаются и неядерными энерготехнологиями. Помимо широко известного ветроэнергетического проекта компании «Новавинд», у Росатома имеются и технологии по сжиганию мусора, накоплению энергии, а в будущем может появиться и водородная энергетика.

Маневровый водород

В 2018 году Росатом взял курс на водородную энергетику, сделав ее одним из приоритетных направлений своего научно-технического развития. Особое внимание госкорпорация собирает уделить производству водорода за счет электрической и тепловой энергии, генерируемой атомными энерготехнологическими станциями (АЭС). Задача развития технологий атомно-водородной энергетики включена в комплексную программу исследований в сфере использования атомной энергии, разработанную госкорпорацией в соответствии с апрельским указом президента России.

О возможности использования атомных мощностей в энергоемких отраслях промышленности (в том числе для производства водорода) в мире говорят давно. Во-первых, это позволит значительно расширить область применения экологически чистой атомной энергии. В электроэнергетике позиции атома достаточно прочные (440 атомных энергоблоков производят примерно 10 % от общего объема мировой электроэнергии), но, как только речь заходит об общем производстве энергии, доля атома в мировом энергобалансе сокращается до 5 %.

Второй аргумент, важность которого наглядно проявилась в последние годы: участие АЭС в выработке энергоресурсов для промышленности позволит станциям маневрировать не мощностью, а продукцией. Умение регулировать отдаваемую в сеть мощность становится необходимым условием для успешной эксплуатации АЭС в условиях растущей доли возобновляемой энергетики (ВИЭ). Однако простое снижение мощности

в определенные временные интервалы снижает коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), а это крайне неприятно для экономики атомной энергетики. По некоторым оценкам, если средний КИУМ российских АЭС приблизится к 70 %, то прибыль от работы АЭС обнулится. Поэтому намного выгоднее сохранять у АЭС высокий КИУМ, а образующиеся в часы низкой нагрузки излишки электроэнергии пускать на производство водорода.

Водород — универсальный и крайне перспективный энергетический агент; водородная энергетика становится мировым трендом. Академик Н. Н. Пономарев-Степной считает, что водородная энергетика в середине XXI века сможет обеспечить 20 % потребляемой в мире энергии. Это, в свою очередь, позволит внести вклад в том же объеме в реализацию согласованного в Париже в 2015 году сценария снижения темпов глобального потепления.

При этом водород — чистый энергоноситель. С его помощью можно организовать эффективное производство электроэнергии в водородных топливных элементах. Выделять водород можно дружественными к экологии методами, а сырьевые ресурсы этого химического элемента на Земле практически неограниченны. По данным за 2017 год, в мире ежегодно производилось около 70 млн тонн водорода, а к середине века прогнозируется десятикратное увеличение объемов его производства. То есть водород — кроме всего прочего, интересный и прибыльный рынок, доходы на котором могут исчисляться триллионами долларов.

Что для целей водородного производства способен предложить Росатом? В ближней перспективе реальным выглядит создание электролизных цехов при действующих АЭС с реакторами типа ВВЭР. Нужно подчеркнуть: установка по производству водорода для собственных нужд на всех российских станциях уже имеются — это установки типа СЭУ-20 и HySTAT-A-1000D. Но их

производительность невелика — суммарная мощность наработки водорода едва превышает 500 м³ в час.

Естественный вариант для размещения крупного водородного производства — недозагруженная Кольская АЭС. Если эта станция избавится от диспетчерских ограничений и выделит на нужды производства примерно 500 МВт, то на ней можно будет построить электролизный цех производительностью до 100 тыс. тонн водорода в год. Потребителем этих объемов может выступить Сахалин, где рассматривалась возможность пустить поезда на водороде. Обоснованием проекта создания при Кольской АЭС инфраструктуры для отработки технологий водородной энергетики, в том числе строительства заправочных станций для поездов на водороде, в апреле 2020 года по заказу концерна «Росэнергоатом» занялся ВНИИАЭС.

Но у АЭС с реакторами ВВЭР есть определенные ограничения, снижающие их эффективность при производстве водорода. Прежде всего, это относительно невысокие температуры рабочих тел первого и второго контуров. Поэтому лучшим решением станут разработка и строительство высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов — ВТГР. Направление ВТГР — не новое слово в реакторостроении, но оно находится в тени более удачливого легководного направления. В XXI веке дальше всего здесь продвинулась китайская корпорация CNNC. Она строит в провинции Шаньдун блок с двумя реакторными установками с высокотемпературными реакторами HTR-PM, соединенными на одной турбине мощностью 211 МВт, а также разработала проект более мощного блока с реактором HTR-PM600.

В Японии высокотемпературная реакторная программа оказалась одной из немногих инновационных атомных программ, не поставленных на паузу после фукусимской аварии в 2011 году. Страна располагает небольшим исследовательским реактором HTTR, на котором

в 2010 году была достигнута и удерживалась на протяжении 50 суток выходная температура гелиевого теплоносителя 950 °С. После аварии на «Фукусиме-1» реактор модернизировали, привели в соответствие с новыми стандартами безопасности, и вскоре он должен возобновить работу. При помощи HTTR японские специалисты намерены отработать технологию производства водорода из воды по циклу «йод–сера» (IS process), в котором к воде добавляют йод и диоксид серы и после ряда химических превращений получаются свободные водород и кислород.

Опыт разработок реакторов ВТГР в нашей стране насчитывает более 45 лет. За это время было создано шаровое топливо, понята физика реактора, предложены конструкции основного реакторного оборудования, включая парогенераторы и системы безопасности, верифицированы и валидированы расчетные коды и так далее. Иными словами, спроектировать и построить атомную энерготехнологическую станцию с реакторами ВТГР можно в относительно короткие сроки, что позволит добавить водород к обширному списку ключевых продуктов госкорпорации «Росатом».

Накопительный ресурс

Электроэнергию мало произвести, ее нужно еще доставить к потребителю и в идеальной ситуации — запасти на будущее. Отрасль накопления энергии в последние годы считается одной из наиболее перспективных, поскольку прорыв в этой сфере может серьезно сократить расходы энергосистем на содержание резервных мощностей, а также ускорить развитие экологически безопасного электротранспорта.

В секторе хранения энергии работает, среди прочих, топливная компания Росатома ТВЭЛ, предлагающая рынку литий-ионные аккумуляторы. Они могут применяться в энергетике, городском электротранспорте (электробусах и троллейбусах), а также в спецтехнике, например, на заводских погрузчиках, горно-шахтных машинах, в технике для аэропортов и логистических терминалов. Гарантийный срок работы литий-ионных накопителей — три года; без существенной потери энергоемкости они способны прослужить до 20 лет, выдержав до 5 тыс. полных циклов зарядки и разрядки.

Основное преимущество литий-ионных аккумуляторов перед традиционными

свинцово-кислотными — простота обслуживания. Если последние минимум два раза в год должны проходить проверку, доливку электролита и так далее, то первые для зарядки достаточно подключить к розетке. Соответственно, стоимость владения у литий-ионных накопителей ниже. Кроме того, они выгодно отличаются от свинцовых экологичностью, так как не содержат агрессивных кислот и свинца. ТВЭЛ также разработал цифровую систему управления батареей, позволяющую удаленно контролировать все параметры и передавать информацию как оператору, так и в системы управления складом.

У ТВЭЛа есть стратегия производства продукции общепромышленной деятельности, и в соответствии с ней для серийного производства литий-ионных аккумуляторов она намерена задействовать свои предприятия по всей России. Но основная отраслевая производственная площадка по выпуску литий-ионных аккумуляторов — НПО «Центротех» в Новоуральске Свердловской области.

Первыми потребителями аккумуляторов стали предприятия Росатома. В 2018 году новоуральское АО «УЭХК» стало первой компанией атомной отрасли в РФ, которая полностью перевела на литий-ионные аккумуляторы внутриводостаночный электротранспорт (48 единиц). Всего сегодня на предприятиях атомной отрасли литий-ионными накопителями оснащено более 100 единиц техники.

Следующий запланированный шаг — создание до конца 2020 года на площадке НПО «Центротех» склада готовой продукции по направлению «Системы накопления энергии». Это позволит значительно сократить сроки переоборудования электротранспортного парка заказчиков — вместо четырех месяцев такая работа займет четыре дня.

Дальнейшее продвижение вперед будет связано с повышением емкости литий-ионных аккумуляторов. Целевые показатели, которых нужно достичь специалистам Росатома, — энергоемкость порядка мегаватт-часов, что позволит обеспечивать аварийное питание для основных промышленных производств.

Энергия из мусора

Еще одно новое для Росатома энергетическое направление, о котором хотелось бы упомянуть в рамках статьи, — получение энергии из отходов. Эта технология

известна под названием Waste to Energy (WTE), или «Отходы в энергию», и она активно развивается в странах Евросоюза, а теперь и в России.

Современное общество производит всё большие и большие объемы отходов, а под хранение отводятся всё новые и новые земельные участки. В результате правительства сталкиваются с недовольством общественности: людям не нравится жить по соседству с мусорными свалками. Один из перспективных вариантов решения проблемы неперерабатываемых отходов — их сжигание в энергетических целях. Росатом в лице машиностроительного дивизиона — «Атомэнергомаш» стал поставщиком оборудования для госкорпорации «Ростех» — основного отечественного инвестора в строительство мусоросжигающих электростанций. Российские атомщики в рамках форума «Атомэкспо-2019» в Сочи подписали консорциальное соглашение с холдингом Hitachi Zosen Inova AG, предусматривающее сотрудничество в технологической сфере.

Швейцарско-японский холдинг Hitachi Zosen Inova AG располагает ноу-хау колосниковой решетки. Это его собственная разработка для термической переработки твердых коммунальных отходов, проверенная десятилетиями эксплуатационного опыта. Технология позволяет термически перерабатывать отходы при температуре 1260 °С, что гарантирует уничтожение вредных веществ и обеспечивает экологическую безопасность.

Производителем и комплексным поставщиком оборудования силового острова для заводов по переработке отходов в энергию, строящихся в России, выступает входящее в «Атомэнергомаш» ПАО «ЗиО-Подольск». В 2019 году в Подольске завершили изготовление оборудования для первого завода, который располагается в Воскресенском районе Московской области.

Кроме того, машиностроители Росатома вышли на зарубежный рынок, получив заказ на комплект пароперегревателей для паровых котлов завода по термической переработке ТКО Riverside в Британии. Всего туда предполагалось поставить восемь блоков пароперегревателей общим весом более 300 тонн. В июне 2020 года оборудование было изготовлено и отгружено заказчику.



Станислав Жизнин,
доктор экономических наук, профессор МГИМО (У)
МИД РФ, кафедры международных проблем ТЭК
МИЭП МГИМО им. Н. П. Лаверова, президент Центра
энергетической дипломатии и геополитики

Более экологичной альтернативой ВИЭ может стать водородная энергетика

Говоря о возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) в контексте экологии, необходимо учитывать, что в мире нет ни одного энергоресурса, который был бы полностью безвреден для окружающей среды. Включая солнечную и ветровую энергетику, если речь идет о широкомасштабном использовании таких установок.

Как я указывал в монографии «ВИЭ в мире и России», ветряные генераторы, к примеру, забирают часть энергии движущихся воздушных масс, что приводит к снижению скорости их движения. При массовом использовании генераторов такое замедление может оказать заметное влияние на локальные климатические условия местности.

Солнечная энергетика в локальных масштабах — для энергообеспечения частных домов или небольших поселков — действительно не вызывает существенных экологических проблем. Но когда речь идет о промышленных объемах, у солнечной энергетики также проявляется ряд побочных эффектов. Солнечные концентраторы затеняют большие площади земель, это может привести к сильным изменениям почвенных условий, ущербу для растительности и т. д. При прохождении солнечного излучения в районе расположения станции сильно нагревается воздух, изменяются тепловой баланс, влажность, направления ветров, возможны перегрев и возгорание систем.

Добавлю, что в ЕС успешно развиваются вторичные возобновляемые источники энергии (ВВИЭ). Это использование бытовых и промышленных отходов для производства энергии. Опыт ЕС в области ВВИЭ может иметь большое значение для России, так как вопрос утилизации твердых бытовых отходов в нашей стране очень актуален.

Что касается ВИЭ, то Европа, на мой взгляд, уже достигла предела в их развитии. Именно

поэтому некоторые страны ЕС начали активно искать альтернативу и традиционной энергетике, и ВИЭ. Перспективным направлением может стать водородная энергетика. Германия уже сформировала свою водородную стратегию.

Водород оказывает минимальное воздействие на окружающую среду. Он имеет низкий уровень выбросов CO_2 , его легко хранить и транспортировать. За счет этого можно создать более безопасную энергетическую систему, существенно меньше зависящую от ископаемого топлива, с удобной транспортировкой и получением тепла в промышленности и электроэнергетике. А ведь именно эти сферы сейчас обеспечивают две трети глобальных выбросов CO_2 .

И первые шаги в этом направлении уже сделаны. В январе 2017 года в Давосе был сформирован Совет по водородным технологиям (The Hydrogen Council). Его участники разработали дорожную карту развития водородных технологий. 13 компаний-учредителей готовы инвестировать в эту сферу приблизительно \$25 млрд в год, что к 2030 году составит \$280–300 млрд. По данным Совета, к 2050 году ежегодный оборот средств в водородной энергетике будет равен \$2,5 трлн.

Сегодня водород используется, в основном, в нефтепереработке, при производстве аммиака, метанола и в черной металлургии. Но в перспективе сферу его применения можно существенно расширить. Водород можно применять в транспортной отрасли (уже существуют водородные двигатели для автомобилей, судов, поездов), тепло- и электроэнергетике.

Чтобы использование водорода действительно позволило снизить нагрузку на окружающую среду, необходимо осваивать новые способы его производства. Сейчас он

производится двумя способами: в процессе переработки ископаемого топлива (прежде всего, газа и угля) и с помощью электролиза воды. Первый способ сопряжен со значительными выбросами CO_2 в атмосферу, а вот электролиз в сочетании с ВИЭ или ядерной энергией приобретает значительные преимущества. При этом ВИЭ, как уже было сказано, также безупречны с точки зрения влияния на климат. Тогда как атомные электростанции (АЭС) могут производить водород различными способами при минимальных выбросах в атмосферу.

В статье «Экономические аспекты ядерно-водородной энергетики в мире и России» я отмечал, что перед нашей страной открываются очень хорошие перспективы, которые необходимо грамотно использовать. Концепция производства водорода с помощью ядерной энергии была разработана в СССР еще в начале 1970-х годов. По своему потенциалу Россия в состоянии взять на себя инициативу крупномасштабного, экологически чистого промышленного производства водорода и поставок его на мировой рынок с высокой добавочной стоимостью. По оценкам Инфраструктурного центра EnergyNet, производство водорода только на действующих российских генерирующих объектах может позволить России претендовать на горизонте до 2030 года на весомую долю глобального рынка водородного топлива. Нашими партнерами могут стать страны ЕС, Япония и другие страны АТР.

К сожалению, Россия пока не имеет специализированной программы продвижения водородной экономики. Между тем, спрос на водород в мире в 2018 году превысил 73 млн тонн и в ближайшие годы вырастет в разы. Для нашей страны важно не упустить этот момент и занять достойное место на начинающем формироваться рынке водородной энергетики.

Адыгейская ВЭС

Первый ветровой проект Росатома



Ветровая электростанция в Адыгее состоит из 60 установок мощностью по 2,5 МВт. Общая мощность ВЭС — 150 МВт. Ветроустановки могут вырабатывать 354 млн кВт·ч в год. Высота башен ветроустановок — 150 метров, диаметр ротора — 100 метров. Общий вес конструкции — примерно 320 тонн. Это первая из ветростанций, построенных входящей в Росатом компанией «НоваВинд». Технологический партнер «НоваВинд» — нидерландская Lagerwey, но локализация в России оборудования, использованного на Адыгейской ВЭС, составляет 65%.

150 МВт

общая мощность ВЭС

150 метров

высота башен

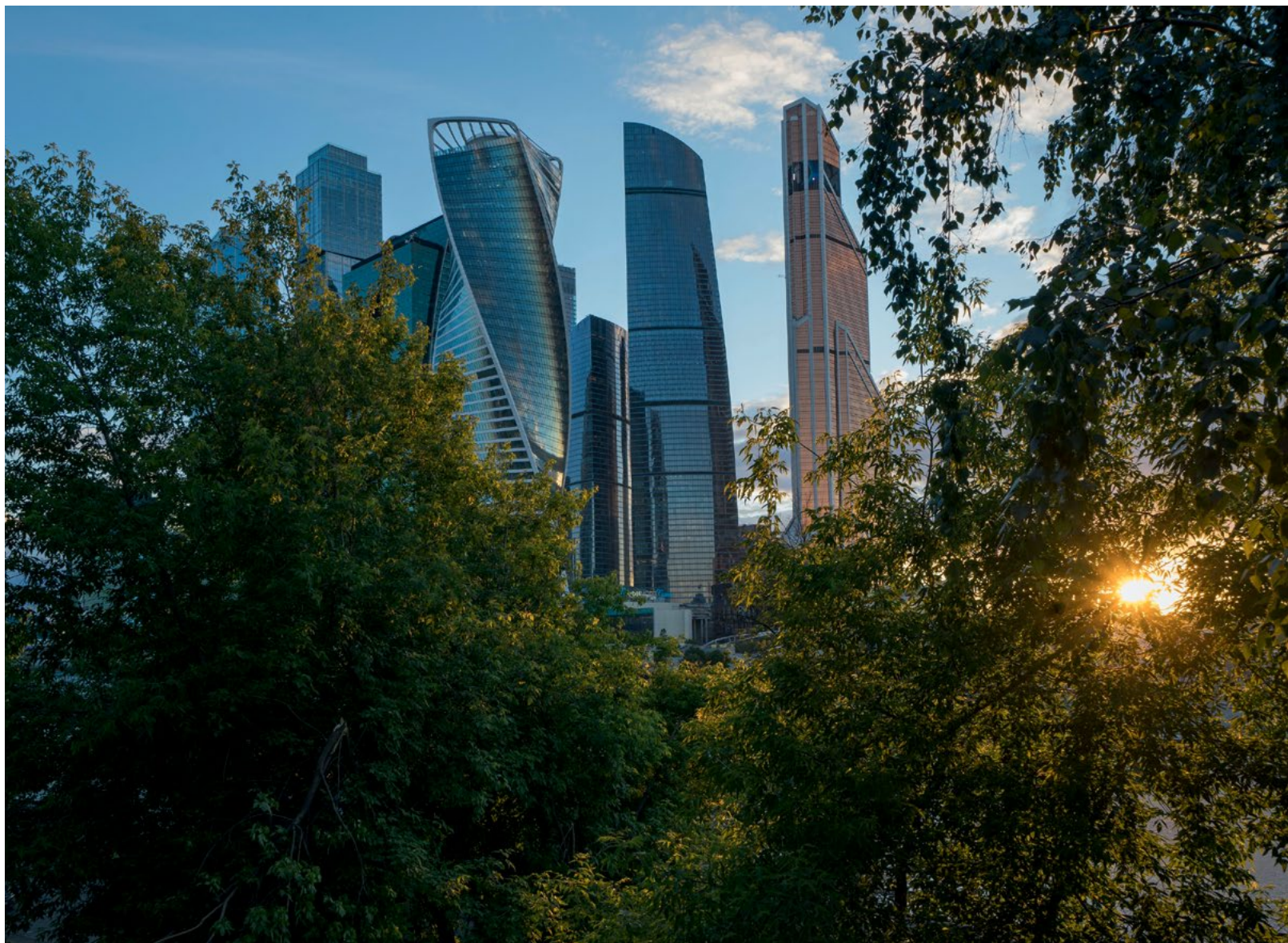
до 320 тонн

общий вес конструкции

65 %

локализация оборудования





Российское общество начнет «зеленеть»

Возобновляемой энергетике нужен новый потребитель

Резкий взлет популярности альтернативной энергетики в XXI веке был бы невозможен без перелома общественного сознания. С 1960-х годов экологические идеи постепенно завоевывали мир и в итоге стали ключевым фактором политической жизни многих развитых стран. Сейчас Евросоюз уже практически не может принимать никаких значимых решений без учета мнения «зеленого лобби». Ситуация в России,

как обычно, пошла собственным путем. Наше общество долгие годы почти не обращало внимания ни на экологию, ни на возобновляемые источники энергии (ВИЭ). И вот наконец общественное мнение в России, кажется, начало поворачиваться лицом к «зеленой энергетике», хотя эксперты и считают, что экологически ответственными потребителями станут, скорее, следующие поколения.

«Озеленение» старой Европы

Экологическая повестка начала приобретать актуальность на международной арене в 1960–1970-х годах. В 1972 году в Стокгольме впервые прошла Конференция ООН по проблемам окружающей среды, на которой устанавливалась связь между экономическим развитием и ухудшением экологии. В том же году вышел известный доклад «Пределы роста» по проекту Римского клуба «Проблемы человечества». Его авторы, исследователи Массачусетского технологического университета, при помощи математических расчетов доказывали, что рост человеческой популяции вместе с увеличением объемов промышленного производства неизбежно приведут к исчерпанию природных ресурсов и последующим голоду, бедности и вымиранию. В 1960–1980-х годах были созданы и крупнейшие экологические организации, которые сегодня действуют во многих странах мира: «Всемирный фонд дикой природы» (1961 год, США), «Гринпис» (1971 год, Канада), «Всемирное общество защиты животных» (1981 год, Великобритания), «Беллона» (1986 год, Норвегия) и другие.

Ряд экологических активистов пошли еще дальше, активно включившись в политическую борьбу — под лозунгами не только защиты окружающей среды, но и отказа от насилия, обеспечения социальной справедливости. Таким образом они надеялись влиять на решения национальных правительств, участвовать в разработке законов и т. д. В течение 1970-х годов партии «зеленых» появились практически во всех странах Европы, а также в США, Канаде, Австралии, Новой Зеландии и других развитых странах.

Сегодня «зеленым» уже удалось стать влиятельной политической силой в ряде стран (прежде всего, Европы), составляющей весомую конкуренцию традиционным партиям. На последних выборах в Европарламент в мае 2019 года «зеленые» добились таких впечатляющих успехов, что ряд обозревателей заговорили о «новой зеленой волне» в Европе. Депутатская группа «Зеленые»/Европейский свободный альянс получила 74 парламентских кресла, став четвертой по силе группой в Европарламенте.

Экологическое лобби и дорогая нефть

Центральное место в программах многих европейских «зеленых» партий занимают вопросы энергетики. Например, немецкая партия «Союз 90/Зеленые» требует отказа от атомной энергетики и расширения использования ВИЭ. При активном лоббировании партии в 2000 году в Германии был принят закон о ВИЭ. Он обеспечивал целый ряд преференций для предприятий, использующих возобновляемую энергетику, давал гарантии включения «зеленой» энергии в общую электросеть страны, а также обязывал энергоснабжающие компании покупать «зеленую» энергию по определенным тарифам на протяжении 20 лет. В итоге сегодня Германия входит в число лидеров по темпам развития ВИЭ.

«Политика ЕС направлена на достижение углеродной нейтральности к 2050 году, — отмечает партнер

€1 трлн

планируют инвестировать страны ЕС в ближайшие 10 лет в «зеленые» проекты.

32%

потребленной электроэнергии в ЕС будут выработаны на ВИЭ к 2030 году.

«Делойт» в СНГ, руководитель группы услуг в области устойчивого развития Иван Кухнин. — Это значит, что ЕС будет продолжать переход на низкоуглеродную генерацию, с фокусом на ВИЭ. В рамках политики European Green Deal („Европейская ‘зеленая’ сделка“, один из программных экологических документов Евросоюза. — ВА) страны ЕС планируют инвестировать как минимум €1 трлн в ближайшие 10 лет в „зеленые“ проекты. Планы таких беспрецедентных инвестиций свидетельствуют о серьезности намерений Европы существенно снизить использование ископаемого топлива в энергетике. Согласно планам ЕС, к 2030 году как минимум 32% потребленной электроэнергии в ЕС будут выработаны на ВИЭ».

Однако европейским экологам вряд ли удалось бы добиться настолько серьезных успехов в продвижении ВИЭ, если бы к этому не располагал целый ряд политических и экономических факторов, считают эксперты. Один из них — энергобезопасность. ЕС сильно зависит от внешних поставок энергоносителей (главным образом, газа и нефти) и от политики стран-поставщиков. «Разворот в сторону „зеленой“ энергетики можно объяснить стремлением государств к обеспечению энергетической безопасности и необходимостью снижения общей экологической напряженности, — объясняет старший эксперт Ассоциации развития возобновляемой энергетики Ольга Уханова. — Параллельно мировые лидеры стали приходить к осознанию того, что „зеленая“ экономика — эффективный двигатель роста, способствующий созданию новых рабочих мест и развитию инновационных технологий (причем не только в сфере ВИЭ, но и в смежных отраслях), что отражается и на улучшении качества жизни людей».

Еще одним фактором роста популярности ВИЭ, как поясняет И. Кухнин, стал продолжительный (с 2005 по 2015 год) период высоких цен на углеводороды, что сделало развитие ВИЭ более привлекательной альтернативой с экономической точки зрения. Каждое новое поколение ВИЭ имеет более высокие КПД и эксплуатационные характеристики, а значит, становится более выгодным. Как поясняет гендиректор

Плотина и водохранилище ГЭС «Роберт-Бурасса» — крупнейшей гидроэлектростанции в Канаде. Мощность — 5,6 ГВт, среднегодовая выработка — 26,5 млрд кВт·ч. Максимальная высота плотины — 162 метра



информационно-аналитического центра «Новая энергетика» Владимир Сидорович, технологии «новых ВИЭ» (так иногда обозначают солнечную и ветровую энергетику) уже достигли такого уровня развития, что стали конкурентами традиционных способов производства энергии на основе ископаемого топлива. «Более того, во многих регионах мира солнечные и ветряные электростанции предлагают сегодня самую дешевую электроэнергию», — отмечает эксперт.

Зачем нефтяным державам новая энергетика?

Страны, богатые нефтью и углем, также развивают ВИЭ, однако совершенно по иным причинам. «Страны с большими запасами ископаемого топлива традиционно опирались на это преимущество и имели меньше стимулов развивать у себя ВИЭ. Сегодня, когда развитые страны, в первую очередь европейские, активно начали продвигать у себя „зеленую“ энергетику, у стран, богатых нефтью и газом, появляются свои причины для развития ВИЭ. Отчасти это нежелание технологического отставания в области „зеленой“ энергетики; отчасти — понимание рисков, связанных с приближением пиков потребления углеводородов», — поясняет И. Кухнин. Среди стран —экспортеров нефти и газа, которые активно развивают ВИЭ, В. Сидорович называет Канаду, Норвегию, Саудовскую Аравию, ОАЭ.

Россия также предпринимает попытки развития альтернативных источников энергии, однако, по мнению И. Кухнина, находится далеко не в авангарде этого процесса. «Тому есть объективные причины: Россия

имеет преимущество перед другими странами в виде собственных углеводородных ресурсов. За последние годы сделаны нужные шаги в сторону запуска индустрии „зеленой“ энергетики. Появление новых солнечных и ветряных станций в России подтверждает это. Однако создание рынка ВИЭ требует долгосрочного планирования и устойчивости, поэтому решающее значение имеют последовательность и предсказуемость политики государства».

По словам О. Ухановой, в ближайшие два-три года в нашей стране ожидается реализация проектов по договорам о предоставлении мощности объектов ВИЭ (ДПМ ВИЭ, обеспечивают окупаемость новой генерации за счет повышенных выплат потребителей оптового энергорынка. — ВА) с ежегодным вводом до 1000 МВт. Пик инвестиционной активности программы ДПМ ВИЭ придется на 2020–2023 годы. С января по июнь в эксплуатацию уже введено более 500 МВт новых СЭС и ВЭС, всего до конца года запланирован ввод около 1300 МВт. Однако пандемия COVID-19 может помешать соблюдению графика ввода объектов ДПМ ВИЭ.

Общество без запроса

Экологические организации отмечают, что пока сильного интереса российского общества к теме «зеленой» энергетики нет. «Это видно даже по запросам журналистов: „зеленая энергетика“ — редкий запрос в наших СМИ», — говорит проектный директор российского общества «Гринпис» Владимир Чупров. Он считает, причина в том, что в России отсутствуют мощные общественно-политические силы и крупные

Транспортировка лопасти ветряной электростанции
в Калининградской области



бизнес-структуры, заинтересованные в масштабном лоббировании «зеленой» энергетики на государственном уровне. Это не совсем так: активным лоббированием поддержки ВИЭ в России в 2010-х годах занимался целый ряд крупных государственных и частных инвесторов, например, «Роснано», «Ренова» и др. «Россия сделала первые шаги в развитии ВИЭ, и в первую очередь благодаря усилиям отдельных лиц и компаний, — говорит В. Чупров. — Но для того, чтобы „зеленая“ энергетика стала значимым направлением в экономике, намерений отдельных игроков недостаточно, нужна комплексная поддержка, в том числе со стороны общества».

И. Кухнин обращает внимание на то, что создание индустрии «зеленой» энергетики включает не только наращивание установленной мощности, но и создание среды, в которой нуждается индустрия ВИЭ: развитие технологий и НИОКР, адаптация образования, снижение регуляторных барьеров. В России пока отсутствуют те инструменты, которые в свое время позволили другим странам успешно развивать альтернативные источники энергии и обеспечивать поддержку производителей «зеленой» энергии, в том числе за счет розничных потребителей. «Один из механизмов поддержки ВИЭ, который создан в ЕС, но пока не реализован в России, — возможность приобретения „зеленой“ электроэнергии на розничном рынке. Сейчас большинство пользователей в России не могут приобрести энергию из ВИЭ, тем самым поддержав производителя „зеленой“ энергии, в то время как в ЕС это возможно даже без физического подключения к ВИЭ», — говорит эксперт. Он считает, что в России уже есть компании

и домохозяйства, которые были бы готовы платить за снабжение электроэнергией из ВИЭ. «Для компаний это связано с выполнением климатических целей, а для домохозяйств — с возможностью проявить приверженность ответственному потреблению».

Правда, другие эксперты считают, что уровень жизни в России не настолько высок, чтобы большинство населения согласилось приобретать «зеленую» энергию по более дорогим тарифам. Поэтому если такая возможность и будет реализована, необходимо сделать ее добровольной. «Готовность платить больше все-таки характерна для обществ с высоким средним уровнем доходов и благосостояния, — отмечает В. Сидорович. — Да, на уровне энергосбытовой деятельности теоретически возможны специальные тарифы с надбавками за „зеленый цвет“ по аналогии с более дорогими фермерскими продуктами. Впрочем, такая практика на западных рынках постепенно уходит в прошлое. На начальных этапах развития ВИЭ действительно большую роль играли специальные „зеленые“ тарифы. Но сегодня ключевая форма поддержки со стороны государства — эффективная нормативная база в части организации тендерных практик и формирования механизмов возврата инвестиций. В ряде юрисдикций, например в США, ведущую роль играют меры налогового стимулирования (налоговые вычеты)».

По мнению И. Кухнина, для развития спроса на ВИЭ нужно также работать над снижением цены генерации. Это обеспечивается за счет развития технологий. Уже сейчас цена киловатт-часа, полученного от ВИЭ, сопоставима с аналогичной ценой от традиционных



На фото

Ученые в Массачусетсе исследуют возможное влияние солнечных панелей на растительность: энергетическое оборудование размещено прямо на опытном поле

станций. При некоторых условиях генерация ВИЭ уже сейчас дешевле традиционной. На горизонте 20 лет это станет повсеместным явлением. Другой важный способ поддержки ВИЭ — развитие микрогенерации и возможности отдавать излишки электроэнергии в сеть. «Привлекательность ВИЭ вырастет, когда потребитель сможет снабжать сеть излишками своей энергии, то есть станет просьюмером (этот термин чаще всего обозначает «потребителей-производителей» — таких владельцев микрогенерации, которые при нехватке энергии докупают электроэнергию из сети, а при избытке — поставляют киловатт-часы другим потребителям. — ВА)», — отмечает эксперт.

У истоков нового экосознания

Несмотря на то что «зеленая энергетика» не находится в фокусе внимания большинства россиян, представители экологических организаций отмечают: интерес граждан России к вопросам экологии за последние несколько лет существенно вырос. Техногенные и природные катастрофы, наподобие последних событий в Норильске и лесных пожаров в Сибири и на Дальнем Востоке, повысили значимость экологических вопросов для граждан, отметил В. Чупров. «У населения повысился интерес к экологии и в связи с мусорной реформой — люди видят свалки вокруг городов, наблюдают строительство мусоросжигательных заводов. Люди начинают бороться с этим, но пока стихийно, многие не понимают, что они хотят получить на выходе, как именно необходимо решать эти проблемы», — отмечает эколог-консультант Вадим Рукавицын. Одновременно, по словам эксперта, растет спрос на использование технологий, позволяющих получать альтернативную энергию в частных домах. Неплохо себя зарекомендовали, к примеру, солнечные коллекторы — они недороги в установке и довольно быстро окупаются. А вот с солнечными батареями и ветряками сложнее: их выгодно использовать только в тех регионах, где подходящие климатические условия.

Согласно результатам исследования, проведенного Аналитическим центром НАФИ в марте 2020 года, главным признаком хорошей экологической ситуации половина россиян считают чистоту воздуха. Этот вопрос особенно сильно беспокоит жителей

российских городов-миллионников и крупных городов с населением от 500 тыс. человек до 1 млн. Реже россияне говорят о важности чистоты воды и водоемов (19%). Также признаками хорошей экологии россияне считают отсутствие мусора на улицах (17%) и мусорных свалок (10%).

Как отмечает руководитель направления исследований в сфере строительства и недвижимости Аналитического центра НАФИ Ольга Соколова, на основании этого исследования можно сделать вывод: большинство россиян обладают довольно обыденным восприятием экологической ситуации. «Учитывается в большей степени чистота воздуха, однако при этом игнорируются такие факторы, как бережное отношение людей к природе, соблюдение санитарных норм. Это говорит о довольно невысоком уровне экосознания россиян», — считает эксперт.

Молодо — зелено

О. Соколова убеждена, что воспитание экологического сознания и формирование правильного экологического поведения — это сложный процесс. Начинать воспитывать экологическое сознание нужно как можно раньше, желательно с детства.

Для распространения знаний среди населения существует большое количество инструментов, в том числе направленные на школьников и студентов, отмечает И. Кухнин. Например, большинство иностранных вузов имеют в программе курсы устойчивого развития, на которых со студентами обсуждаются, в числе прочего, вопросы устойчивости в энергетике. Пройдя такой курс, студент может сделать осознанный выбор в пользу ВИЭ и поддержать государственную политику по развитию «зеленой» энергетике. Таким образом создается спрос широкой аудитории на ответственные, «зеленые» решения.

Говоря о развитии экосознания, стоит учитывать также фактор поколений, считает И. Кухнин: «Социологические исследования показывают, что поколение Z гораздо более чувствительно к вопросам устойчивого развития, экологии, изменения климата, чем предыдущие поколения. В этом отношении у розничной „зеленой“ энергетике есть будущее во всех странах, в том числе в России».

Молодых россиян считают приоритетной аудиторией и в Ассоциации развития возобновляемой энергетики. «Популяризация использования возобновляемых источников энергии — одно из основных направлений деятельности Ассоциации», — пояснила О. Уханова. — Мы стараемся доносить информацию до аудитории через наиболее популярные медиаплатформы и социальные сети по всем аспектам, связанным с развитием ВИЭ в стране и мире. В первую очередь мы делаем ставку на молодежь, которой рассказываем о перспективах глобального энергоперехода, о системных эффектах влияния отрасли ВИЭ на социально-экономическое развитие страны».

Haliade-X 12 MW — самая высокая ветроустановка в мире

В ветроэнергетике размер имеет значение: чем больше размах лопастей ветряка, тем эффективнее выработка электроэнергии. Поэтому инженеры постоянно пытаются увеличить высоту башен. Сейчас самым крупным проектом считается прибрежный ветрогенератор Haliade-X 12 MW производства американской GE: высота его башни будет достигать 260 метров (почти половина Останкинской телебашни), а размах лопастей — 220 метров.

Плановая мощность ветроустановки — 12 МВт, выработка электроэнергии — около 67 млн кВт·ч в год. Подобные конструкции также требуют особых технологий при сооружении, так как нагрузка на материал в процессе работы ветряной электростанции крайне велика.

220 м

размах лопастей

260 м

высота башни



Башни высотой более 100 метров GE делает с помощью 3D-печати из специального бетона

12 МВт

плановая мощность

67 млн кВт·ч

выработка электроэнергии



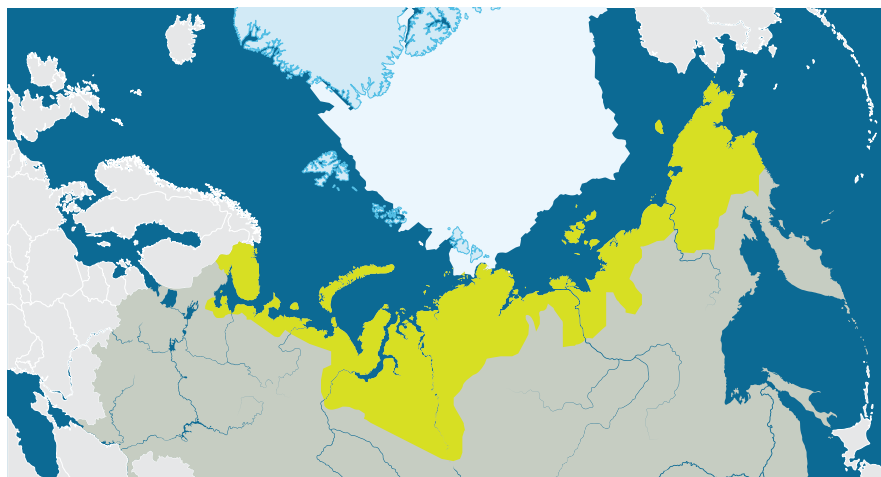
Текст: Полина Смертина, специальный корреспондент «Коммерсанта» для «Вестника атомпрома»

Фото: Unsplash.com, Росатом



Северное сияние на электрической подпитке

Русская Арктика требует новых подходов к энергоснабжению



Арктическая зона России включает восемь регионов: Мурманскую область, Ненецкий, Ямало-Ненецкий и Чукотский автономные округа, территории Красноярского края, Республики Коми, Якутии и Архангельской области.

20 %

мировых запасов нефти и газа сосредоточено в Арктической зоне России

19 %

запасов металлов платиновой группы

10 %

никеля и титана

3 млн км²

Арктическая зона России

18 %

территории страны

Р 60–80 млрд

расходуется ежегодно на покупку и доставку дизельного топлива в изолированные зоны Арктики

Россия — одна из немногих стран, активно развивающих экономику Арктической зоны, прежде всего за счет проектов в сфере добычи нефти, газа, угля и цветных металлов. Традиционная схема энергоснабжения таких территорий основана либо на создании локальной энергосистемы, либо на привозном топливе. Сейчас арктические проекты в России выходят на новый пик и требуют значительных энергоресурсов. Это дает хороший шанс на развитие заповарной энергетики, в том числе безуглеродной — как атомной генерации, так и возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Завоз и ныне там

Электроэнергетика начала развиваться в Русской Арктике еще в 1900-х, на первой волне освоения региона. Энергетическая инфраструктура строилась вокруг месторождений, а также портовых городов Северного морского пути (СМП) — кратчайшей судоходной дороги, соединяющей Европу и Азию. Сейчас на северных территориях с суровым климатом проживают 2,5 млн человек, большинство — в крупных городах. В региональных центрах обычно есть опорные ТЭС на мазуте, угле или газе, также в жизни региона большую роль играют гидроэлектростанции и атомная энергетика (Кольская АЭС в Мурманской области, Билибинская АЭС и плавучая АЭС — ПАТЭС — на Чукотке), появляются и различные ВИЭ-проекты. Однако в регионе есть множество мелких поселений вдали от крупных городов, которые живут автономно за счет небольших дизельных электростанций, поскольку тянуть туда сети зачастую слишком сложно и дорого.

Стабильность энергоснабжения Арктики сейчас почти полностью зависит от Большой земли: топливо для электростанций и дизельных установок (ежегодно до 8 млн тонн мазута и до 25 млн тонн угля) доставляют из других регионов водным и воздушным транспортом. Из-за сложной логистики стоимость топлива резко возрастает: доля транспортной составляющей в цене северного завоза достигает 30–80 %, согласно оценкам Центра по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ). Так, затраты на покупку дизельного топлива для изолированных зон в 2015 году составляли 60–80 млрд руб. с учетом доставки, подсчитали в ЦЭНЭФ. С каждым годом изношенные энергоустановки требуют все больше угля и мазута, потери в сетях достигают 40 %.

В результате экономически обоснованный тариф на производство электроэнергии в отдельных населенных пунктах превышает 70 руб. за кВт·ч, по оценкам Совета рынка (регулятор энергорынка). Разница между стоимостью выработки электроэнергии и установленным для потребителей более низким тарифом — так называемое перекрестное субсидирование: она восполняется из бюджетов различных уровней, а также взимается с потребителей оптового энергорынка (Европейская часть России, Урал и Сибирь) в виде надбавки к цене на мощность (так субсидируется тариф для отдельных регионов Дальневосточного федерального округа), отмечают в Совете рынка.

Для дальнейшего развития территорий Арктической зоны России власти и бизнесу придется

Плавучий атомный энергоблок «Академик Ломоносов» проекта 20870

Количество ежегодно вырабатываемой электроэнергии на плавучей АЭС в Певеке соответствует сжиганию 200 тыс. тонн угля, или 120 тыс. тонн мазута.

70 МВт

мощность

2 × КЛТ-40С

реакторы

2008–2018

годы

срок строительства

Певек (Чукотка)

место работы

19.12.2019

начало работы



решать вопросы модернизации существующих энергомощностей и строительства новых объектов. Эти задачи отражены в Стратегии развития региона до 2035 года, утвержденной правительством. Согласно документу, зависимость от дорогого и нестабильного «северного завоза» топлива для энергоустановок должна сократиться, а неэффективные дизельные установки предлагается заменить генерацией на сжиженном природном газе (СПГ), на альтернативных источниках энергии или на местном топливе.

АЭС на вечной мерзлоте

Атомная энергетика пришла в Российскую Арктику в качестве альтернативного источника энергии. В середине XX века на Чукотке бурно осваивались новые месторождения золота, вокруг которых сформировалась Чаун-Билибинская энергосистема (общая мощность 62 МВт), состоявшая из Чаунской ТЭЦ, плавучей газотурбинной электростанции «Северное сияние» и Билибинской дизельной электростанции. Для замены дорогих тепловых станций в 1974 году была введена Билибинская АЭС мощностью 48 МВт — до сих пор она остается единственной в мире атомной станцией в зоне вечной мерзлоты. Нужного экономического эффекта удалось добиться: количество тепловой энергии, вырабатываемой АЭС за год, соответствовало количеству, получаемому при сжигании 210–230 тыс. тонн угля, а себестоимость электроэнергии снизилась почти в полтора раза. В результате атомная станция стала главным источником электроэнергии региона, вырабатывающим около 80 % всей потребляемой электроэнергии в изолированной энергосистеме. Сейчас ведется постепенная подготовка к закрытию станции.

Пришвартованный атом

Чукотка остается территорией инновационных проектов атомной энергетики. Именно здесь, в порту Певек, осенью 2019 года пришвартовалась первая в мире ПАТЭС «Академик Ломоносов» мощностью 70 МВт, которая уже подает электроэнергию в местную энергосистему и тепло для города. В перспективе она станет основным источником энергии в регионе, заменив Билибинскую АЭС и Чаунскую ТЭЦ. Плавучая АЭС оснащена двумя реакторами, в основе технологии — энергетические установки атомных ледоколов «Таймыр» и «Вайгач».

Потенциал для развития атомных технологий в Арктике еще есть. В частности, основой для решения проблем энергоснабжения удаленных небольших населенных пунктов Крайнего Севера могут стать атомные станции малой мощности (АСММ) — до 300 МВт, считают в Росатоме. По данным МАГАТЭ, в мире насчитывается около 50 проектов и концепций реакторов малой и средней мощности, и Росатом — один из лидеров в таких разработках.

Малые АЭС очень мобильны, слабо зависят от топливной составляющей, способны долгое время автономно работать в суровых погодных условиях. Главными препятствиями для развития АСММ могут стать относительно высокий уровень начальных капиталовложений (120–180 тыс. руб. за 1 кВт) и длительный срок окупаемости (до 20 лет, по оценкам Института проблем безопасного развития атомной энергетики РАН). Однако при развитии технологий стоимость станций будет снижаться, а в некоторых регионах себестоимость электроэнергии АСММ может составлять до 6 руб. за 1 кВт, что уже сравнимо с показателями угольных станций.

Р70 за кВт·ч

достигает экономически обоснованная цена на электроэнергию в некоторых удаленных территориях Арктики, по оценкам Совета рынка.

Энергосистемный подход

Сейчас в ряде районов Русской Арктики строятся крупные добывающие предприятия. Налаживаются производство сжиженного природного газа на Ямале (проект «Ямал СПГ» НОВАТЭКа, компания планирует и сооружение ряда новых заводов), шельфовая добыча нефти в Карском море («Газпром нефть»), добыча угля на северо-западе Таймыра, золотодобыча на Чукотке и т. д. В ряде случаев производство электроэнергии можно без особых сложностей наладить непосредственно за счет добываемого сырья, как, например, было сделано для проекта «Ямал СПГ». Кроме того, возможны варианты со строительством полноценной замкнутой энергосистемы, если в регионе достаточно крупных потребителей и они располагаются относительно близко друг к другу.

В советское время и позже на северах было принято несколько попыток создать удаленные энергосистемы, минимально зависящие от внешних поставок топлива. Примерами замкнутых и полужамкнутых (частично зависящих от привозного топлива) энергосистем можно считать энергетику Камчатки (территории вокруг Петропавловска-Камчатского), Колымы, Норильский энергорайон, Чаун-Билибинскую энергосистему и даже энергосистему Мурманской области, присоединенную к Единой энергосистеме России, но с ограниченной возможностью перетока электроэнергии за пределы Кольского полуострова. Впрочем, такие энергосистемы крайне зависят от экономического благополучия ключевых потребителей: при закрытии или сокращении производства они становятся планово убыточными и начинают требовать дотаций для продолжения деятельности.

Сила ветра и солнца

Арктика еще в конце 1980-х была главным полигоном СССР для экспериментальных электростанций на ВИЭ. Энергетики хотели использовать силу ветров региона, из-за чего в первую очередь занялись строительством ветровых электростанций (ВЭС). Однако первые проекты, например, на Чукотке и в Якутии, обернулись неудачами из-за низких температур, снегопадов и ураганов. Лопастей ВЭС трескались на морозе, установки разлетались на части под напором шквального морского ветра. Впрочем, сейчас во многих регионах Арктики появляются успешные примеры использования современных ветродизельных комплексов в партнерстве с европейскими и азиатскими инвесторами. Причем включение ВЭС приводит к снижению цен на электроэнергию в удаленных районах.



Норильск имеет особое значение в энергетике Арктики. Градообразующее предприятие района — крупнейший мировой производитель никеля и палладия «Норильский никель», для которого еще в советские времена была создана замкнутая и абсолютно независимая инфраструктура.

Норильск, Дудинка и другие близлежащие поселения этого района подключены к изолированной энергосистеме Таймыра, в самом Норильске проживает около 177 тыс. человек. Энергоснабжением региона занимается «Норильско-Таймырская энергетическая компания» (НТЭК, входит в «Норникель»). Она управляет пятью электростанциями: тремя ТЭЦ и двумя ГЭС общей мощностью около 2,3 ГВт. Котельные и ТЭЦ работают на газе, поставляемом с газовых месторождений того же «Норникеля». Компания также имеет собственные подстанции и линии электропередачи. НТЭК производит более 9 млрд кВт·ч электроэнергии в год (чуть менее 1% всей выработки России), более 80% потребляет Норильск.

Применение солнечных электростанций в Арктике зимой ограничено из-за отсутствия инсоляции во время длительных полярных ночей. Хотя в некоторых северных районах солнечного света (в силу сухого климата и малой облачности) больше, чем в европейских странах. Например, строительство СЭС активно развивается в Якутии, причем морозы солнечным модулям не страшны — при низких температурах они, наоборот, работают более эффективно.

Развитие ВИЭ в Арктике не ограничено солнечной и ветровой энергией. Например, структуры «РусГидро» эффективно используют водные ресурсы Якутии — гидроэлектростанции республики вырабатывают больше половины энергии в регионе. В части регионов есть потенциал для развития геотермальной энергетики. Так, на Чукотке более 50 горячих ключей, а на Камчатке уже действуют несколько геотермальных электростанций и есть планы развития станций на новых территориях. Плюс горячих подземных ключей еще и в том, что пар можно использовать для отопления. Впрочем, экономическая целесообразность таких проектов вызывает сомнения у местных властей. Они настаивают на развитии месторождений угля и модернизации сетевого хозяйства.

Мутновская ГеоЭС — крупнейшая геотермальная электростанция России. Расположена в Елизовском районе Камчатского края. Фото из архива ПАО «РусГидро»



Проблема инвестиций

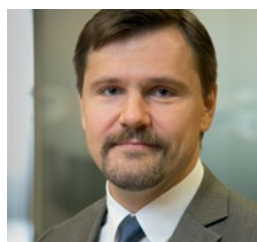
Единого рецепта для решения проблем энергоснабжения Арктики не существует, отмечают эксперты и регуляторы. В качестве источников энергии целесообразно применять ВИЭ-технологии, плавучие СПГ-станции и плавучие АЭС, считает руководитель направления регулирования энергорынков VYGON Consulting Николай Посыпанко. Выбор технологии или комбинации технологий зависит от особенностей конкретного региона или промышленного объекта, говорят в Совете рынка. Вместе с тем, отмечают в регуляторе, экономическая эффективность проекта определяется возможностями инвесторов, их требованиями к доходности и срокам возврата инвестиций, поэтому полагаться только на показатели конкретных технологий нельзя.

Совет рынка уже предложил правительству свою концепцию снижения стоимости арктической электроэнергии с учетом интересов бизнеса. Регулятор считает целесообразным снижать текущие уровни затрат на электроснабжение посредством отбора на конкурсах проектов электроснабжения, реализация которых позволит снизить темпы роста его стоимости, а в пределе — и саму стоимость. Взамен инвесторам будет гарантирована заявленная на конкурс цена производимой электроэнергии сроком на 10 лет. Благодаря модернизации уменьшится объем перекрестного субсидирования удаленных и труднодоступных территорий, в том числе за счет ценовых зон оптового энергорынка, отмечает представитель Совета рынка.

Высокие тарифы Арктики действительно могут привлечь инвесторов. Так, себестоимость выработки 1 кВт·ч в удаленных населенных пунктах может в 100 раз превышать розничные цены

на электроэнергию в Центральной России: в этих условиях солнечные и ветряные станции окупаются за считанные месяцы, говорит Н. Посыпанко. По его словам, на Дальнем Востоке такие проекты уже активно реализуются, но в ход прежде всего идут технологии солнечной энергетики. Однако СЭС в северных широтах не позволят полностью отказаться от «северного завоза» топлива и содержания дизельных хозяйств. Системную независимость от дорогих поставок топлива может обеспечить ветроэлектростанция совместно с накопителем энергии, отмечает аналитик.

«Так или иначе новые инвестиции потребуют источников возврата, и в этой части модель необходимо менять. Сейчас, например, высокие издержки энергетиков Дальнего Востока через спецнадбавку оплачивают компании европейской части России и Сибири (около 40 млрд руб. в год), но задача освоения удаленных территорий, скорее, национального уровня, поэтому большую часть нагрузки должен нести бюджет. При этом в крупных проектах, а это в основном добыча полезных ископаемых, могут окупиться самые разные опции: от собственной генерации на дизеле, газе или угле до подключения к находящимся в сотнях километров ближайшим свободным мощностям и использования возобновляемой энергетики», — продолжает Н. Посыпанко. У регуляторов есть два пути: первый — довериться «руке рынка» и ждать, пока единая энергосистема арктических территорий сама собой не сошлется из лоскутов локальных инфраструктурных решений регионов и добывающих компаний. Второй путь — уже сейчас определить концепцию единого энергокоридора в Арктике, создав задел для опережающего развития экономики и экологически безопасного освоения макрорегиона, заключает аналитик.



Дмитрий Стапан,
директор практики
по оказанию
консультационных
услуг компаниям
энергетической
отрасли РЭС
в России

~ **70 MВт**

составляет мощность более 30 электростанций на ВИЭ в Арктической зоне России, по оценкам Ассоциации развития возобновляемой энергетики. В регионе преобладает солнечная энергетика, развиваются также ветряные, геотермальные станции, малые и приливные ГЭС.

Энергию вашему фьорду

Как за рубежом справляются с освещением и отоплением Арктики

Арктика, или медвежья земля (от греч. *ἄρκτος* — медведь), — огромный регион льдов и тундры, включающий территории Американской Аляски, Датской Гренландии, Северной Канады, Норвегии, Финляндии, Швеции и, конечно, России.

Проблема энергоснабжения удаленных поселений в Арктике — одна из сложнейших и увлекательнейших инженерно-экономических задач XXI века. Во-первых, это один из самых холодных регионов мира, где для обогрева домов требуется гораздо больше энергии. Во-вторых, населенные пункты разбросаны по огромной площади в 27 млн км² (почти равной площадям Канады, Китая и США, вместе взятым), а доставка топлива для поселений связана с высокими транспортными издержками. Так, гренландская энергокомпания Nukissiorfiit снабжает 17 городов и 54 деревни, исландская Landsvirkjun — 63 поселения со средней численностью 5 тыс. человек, а Канада насчитывает около 250 удаленных населенных пунктов с населением до 1 тыс. человек. Кроме того, сами поселения очень малочисленны, что не позволяет экономить на масштабе (большая ветряная ферма гораздо эффективнее маленькой, но объемы производства будут некуда девать).

Вот почему так интересен опыт в этом вопросе наших соседей по «Арктическому клубу». Их опыт весьма разнообразен. В Исландии, например, основу энергетики составляют гидроэлектростанции (72%) и геотермальная энергия (27%), причем две трети электроэнергии от ГЭС идут на энергоемкие производства, в первую очередь алюминиевые. Гренландия производит из возобновляемых источников, также в основном ГЭС, около 70% энергии. Только масштабы ГЭС здесь (самая большая — 45 МВт) гораздо меньше, чем в Исландии (самая мощная — ГЭС «Каурахнюкар», 690 МВт). Остальную энергию все же приходится получать на дизельных энергоустановках. В Канаде, наоборот, именно дизель, за очень редкими исключениями, — основной источник электроснабжения удаленных арктических поселений. Практически такая же ситуация — на Американской Аляске.

Системы энергоснабжения также сильно различаются. Если в США централизованное энергоснабжение все же доходит до отдаленных населенных пунктов, то другие регионы — царство децентрализованных микросетей (microgrid). Теплоснабжение в Канаде и США децентрализовано, тогда как в Исландии централизованным теплоснабжением (на основе геотермальных источников) охвачено более 85% населения.

Тренд последнего времени — наращивание арктическими странами выработки электроэнергии на базе ВИЭ — ветра, Солнца и биомассы. На этом делают особый упор страны, присоединившиеся к Парижскому соглашению об изменении климата. И это отнюдь не случайно — потепление за счет выбросов парниковых газов угрожает в первую очередь льдам, экосистеме и инфраструктуре арктических стран, по которым в случае таяния ледников придется основной удар. Авария на норильской ТЭЦ-3, вызванная, в числе прочего, таянием грунта, — увы, яркий тому пример.

Потребление энергии из ВИЭ за последние 25 лет выросло у арктических соседей России почти на 190 млрд кВт·ч, а из ископаемого топлива, наоборот, снизилось на 90 млрд кВт·ч. Лидерами в приросте объемов ВИЭ стали при этом Дания, Исландия, Швеция и Финляндия (по данным Renewable Energy for the Arctic, 2019).

С одной стороны, если посмотреть на карту инсоляции и ветров Арктики, последнюю сложно назвать благоприятным регионом для строительства солнечных или ветряных электростанций. Однако все не так плохо, как может показаться на первый взгляд. На Аляске, например, уже установлено около 8 МВт солнечных панелей — от сравнительно больших до микропанелей на крышах домов местных жителей. Небольшая солнечная установка мощностью 3–4 кВт может обеспечить более половины потребления электроэнергии среднего домохозяйства. Местные энергокомпании покупают у собственников панелей излишнюю электроэнергию,



а власти предоставляют им налоговые вычеты. Кроме того, инновации за последние годы радикально снизили стоимость таких установок. Если 10–12 лет назад установка стоила на Аляске около \$8 за 1 Вт, то в 2016 году ее стоимость упала до \$3, а сегодня нижняя граница составляет \$1,25. И это с учетом доставки и установки! В сочетании с накопителями электроэнергии, стоимость которых также существенно снизилась, это позволяет местным сообществам серьезно экономить на электричестве.

Солнечные панели даже стали ставить в последнее время на замену ранее установленным ветрякам — несмотря на меньший КПД, они практически не требуют обслуживания и потому обходятся дешевле. А снежные покровы, как показала практика эксплуатации, отражают солнечный свет и увеличивают выработку

электроэнергии солнечными модулями. Кроме того, холодный климат позволяет экономить на системах отведения тепла с СЭС.

Не забывают наши соседи и о ветровой энергетике. Норвежская Statkraft в этом году заканчивает строительство крупнейшей в Европе ветряной станции Fosen Vind мощностью 1 ГВт.

Также региональные и федеральные власти арктических стран активно стимулируют энергосбережение. Это самый простой способ решить проблему энергоснабжения. Окупаемость солнечных панелей на крыше дома сейчас около 9 лет. Замена лампы накаливания мощностью 60 Вт на светодиодную, которая потребляет 10 Вт, окупается примерно за месяц, так как позволяет сэкономить около \$22 в год с учетом энергоцен в некоторых районах Аляски. И это только на одной лампочке.

Еще две особенности, которые можно заметить у США и Канады, — создание стимулов для перехода на ВИЭ и конкуренция подходов. Многочисленные дорогостоящие (на сотни миллионов и даже миллиарды долларов) государственные программы в этих странах направлены на стимулирование применения различных технологий. Гранты выдаются на тестирование разных подходов и технологий местными фирмами и муниципалитетами вместо предложения какой-либо единой модели или субсидирования стоимости электроэнергии. Зачастую местные жители сами становятся инициаторами установки СЭС или ВЭС, объединяя домохозяйства в микросети и виртуальные электростанции.

Такая конкуренция моделей и технологий, учитывающих местные климатические условия, предпочтения потребителей, построенная на деятельном участии местных сообществ в решении проблем энергоснабжения, пожалуй наиболее очевидный результат изучения опыта арктических стран. «Золотого стандарта» энергоснабжения здесь точно искать не стоит.

Геотермальная электростанция Hellisheidi



113 МВт

мощность по электричеству

303 МВт

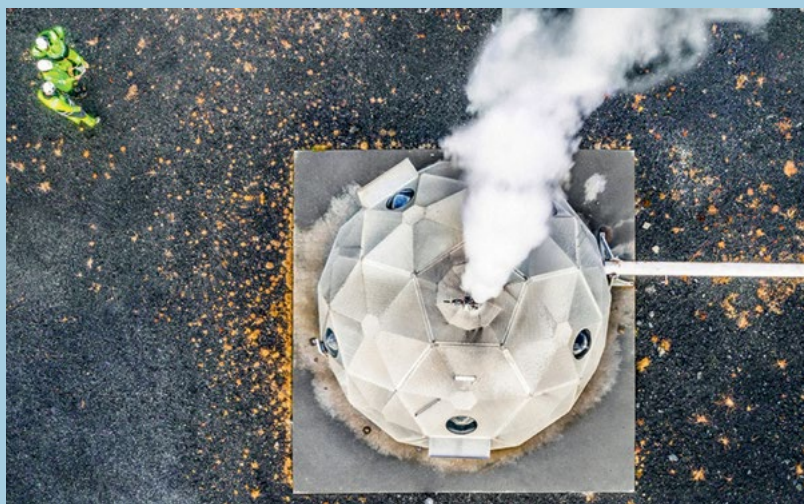
мощность по теплу

2006 год

ввод в эксплуатацию

Одна из крупнейших ГеоТЭС в мире, расположена на юго-западе Исландии. Мощность 113 МВт по электричеству и 303 МВт — по теплу. Использует для работы горячую воду из подземных пластов.

ГеоТЭС — относительно редкий тип энергоисточников, их можно сооружать лишь в местах вулканической деятельности, где подземные воды нагреваются до высоких температур. ГеоТЭС имеются в США, России, Японии, на Филиппинах, в Индонезии, Италии и нескольких других странах. Всего в мире 13,9 ГВт ГеоТЭС, лидер — США с 2,6 ГВт. В Исландии установлено 753 МВт геотермальных мощностей, в России на Камчатке — 74 МВт.





Неэнергичный экспорт

Как может измениться российский ТЭК после пандемии

Глобальное развитие новой энергетики в мире ставит под вопрос дальнейшую судьбу отечественного топливно-энергетического комплекса. Россия остается одним из крупнейших мировых экспортеров энергоресурсов, но спрос на них на фоне строительства возобновляемых источников энергии (ВИЭ), экономического кризиса из-за пандемии COVID-19, падения спроса на электроэнергию снижается. Это, видимо, потребует значительного изменения энергетической стратегии — как в масштабах всей страны, так и в отдельных отраслях. Впрочем, в такой стратегии есть определенный плюс: теоретически можно удлинять цепочку

промышленных переделов, создавая на местах энергоемкие производства, например, электрометаллургию или центры обработки данных.

Зависимость отечественной экономики от экспорта энергоносителей, сформировавшаяся еще в 1960–1970-х годах, до сих пор не преодолена. О том, что рано или поздно страны — экспортеры энергоресурсов столкнутся с тем, что миру уже не нужно столько нефти, газа и угля, говорят не первое десятилетие. Мировому энергобалансу грозили то ростом энергоэффективности, то переходом на «зеленую»

генерацию, то регуляторными ограничениями на использование ископаемого топлива. В 2020 году по мировой энергетике должен был ударить экономический кризис, вызванный пандемией коронавируса. До сих пор традиционный ТЭК, делавший упор на уголь и углеводороды, как-то удерживал ключевые позиции, смещая акценты (например, балансируя между углем и газом в большой энергетике в зависимости от ценовой конъюнктуры), но неизвестно, долго ли еще глобальной экономике удастся уходить от новых вызовов.

Декарбонизация вселенной

Россия, невзирая на старания правительства наращивать несырьевой экспорт, по-прежнему остается экспортоориентированным производителем энергоресурсов. В 2019 году в физическом выражении на экспорт основных видов энергетического сырья приходилось 35–49% от всей добычи. Наименьшая доля — у газа, наибольшая и круто выросшая с начала века — у угля (за 20 лет она выросла в пять раз). В стоимостном выражении на экспорт продукции ТЭК приходилось 62% от общего экспорта России.

Однако «сырьевое проклятие» России, успешно наполнявшее бюджет и поднимавшее экономику более полувека, в 2010–2020-х годах оказалось под угрозой. Внешние рынки энергоресурсов — как вследствие мирового тренда на декарбонизацию экономики, так и в силу роста энергоэффективности — входят в фазу низких цен и низкого спроса. 2019 год ознаменовался снижением темпов роста потребления газа, в 2020-м тенденция усугубилась за счет эпидемии COVID-19. Как сообщает Международное энергетическое агентство (МЭА), в начале июня все крупнейшие рынки газа падали или, самое большее, очень слабо росли (речь идет о КНР). Агентство ожидает снижения мирового спроса на газ на 4% по итогам года. В Европе потребление газа по итогам января–мая сократилось на 7%, сходная динамика ожидается и по итогам года.

Что касается угля, то уже в конце апреля его цена в Европе достигла минимума с 2004 года, а на азиатских рынках, где долго сохранялись более привлекательные цены, с апреля под влиянием Китая начались резкое снижение цен и ограничение объемов импорта. Как сообщала в обзоре УГМК, «появились тревожные признаки для экспортеров угля на азиатские рынки, поскольку основные покупатели — Китай и Индия — могут отдавать предпочтение внутренним поставкам перед импортными». МЭА прогнозирует снижение цен на энергетический уголь на 7,7% по итогам года.

По оценке KPMG, мировая энергетика после COVID-19 может не вернуться к прежней парадигме. Общественное внимание к экологическим аспектам за время самоизоляции заметно возросло (так, в Британии 51% опрошенных отметили улучшение качества воздуха), поэтому эксперты KPMG ожидают роста значимости экологических, социальных и корпоративно-этических факторов в оценке деятельности компаний после эпидемии. Возможно ускоренное замещение ВИЭ временно приостановленных углеводородных. Также МЭА прогнозировало резкий рост установленной мощности

35–49%

от всей добычи основных видов энергетического сырья в физическом выражении в 2019 году приходилось на экспорт.

62%

составил экспорт продукции ТЭК в стоимостном выражении от общего экспорта России.

на 7%

сократилось потребление газа в Европе по итогам января–мая, сходная динамика ожидается и по итогам года.

166,7 ГВт

новой «зеленой» мощности будет введено в этом году, по оценке МЭА.

ВИЭ в 2020 году, ожидая рекордов, но в мае агентство резко пересмотрело прогноз в сторону снижения темпов вводов — на 13% к 2019 году. Впрочем, МЭА ждет пока лишь вызванных COVID-19 задержек со вводом новых «зеленых» проектов и в 2021 году еще прогнозирует рекордное количество вводов. Так, в этом году, по оценке агентства, будет введено 166,7 ГВт новой «зеленой» мощности, а в 2021-м — 196,1 ГВт: на 17,6% больше, чем в 2020 году, и на 2,7% больше, чем в рекордном 2019-м. Таким образом, как следует из прогнозов МЭА, роль ископаемых энергоресурсов в выработке электроэнергии будет снижаться и далее.

В трубу не пролезает

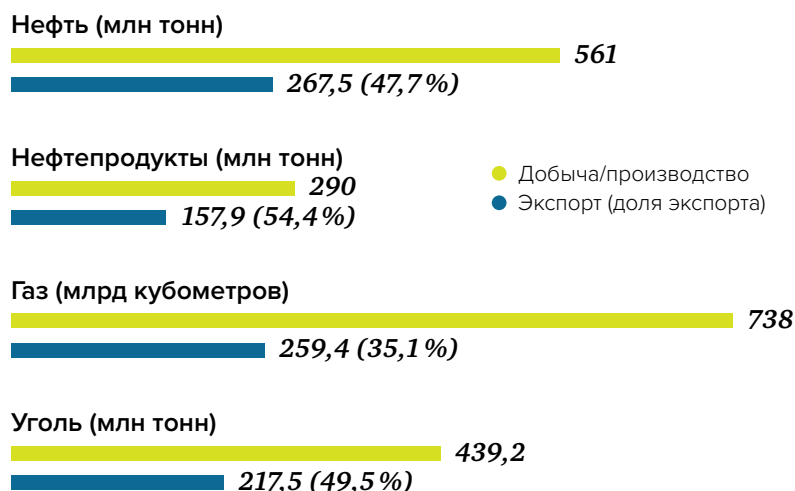
Со сжатием рынков сбыта каждая экспортная отрасль российского ТЭК пытается справиться по-своему. «Газпром» сделал ставку на Китай: как сообщал в июне глава газовой монополии Алексей Миллер, в «обозримой перспективе» она намерена экспортировать в Китай 130 млрд м³ в год. В наиболее сложной ситуации находится угольная отрасль. Как сообщало МЭА, по итогам этого года мировой спрос на уголь может упасть примерно на 8%, что станет наибольшим снижением со времен Второй мировой войны. В США, по расчетам агентства, он сократится на 25%, в ЕС — на 20%, в Японии — на 10%, в Китае и Корее — на 5%. Положение угля на рынке усугубляется межтопливной конкуренцией: низкая цена газа стимулирует переключение ТЭС на газ и делает газовую энергетику

Российский экспорт продукции ТЭК в стоимостном выражении в 2019 году, \$ млрд



Источник: ФТС РФ.

Соотношение экспорта и производства в физическом выражении, 2019 год



Источники: ФТС, ЦДУ ТЭК, Росстат.

конкурентоспособной относительно угольной вне зависимости от эффективности — и уголь вытесняется из топливной корзины. Как сообщает Оксфордский институт энергетических исследований, к началу июня уголь полностью исчез из топливного баланса 11 европейских стран.

У угля как у экспортного энергетического товара есть очевидная логистическая проблема: для него нет выделенного маршрута отправки на экспорт. В отличие от нефти и газа, уголь вывозится по железной дороге, конкурируя за право проезда с другими товарами. Также в России есть месторождения энергетических углей, из-за низкого качества непригодных к экспорту — их можно только сжигать на месте добычи.

И даже в регионах с конкурентоспособным углем слабые цены могут делать его дальнейшую транспортировку нерентабельной, а на месте он в таких количествах не нужен. Это верно даже для кузнецкого угля. В прошлом году (до введения многочисленных транспортных скидок на железной дороге), по данным ХК СДС, при цене CIF ARA \$51,1 за тонну транспортная составляющая до европейских рынков составляла \$52,6, то есть при прочих равных экспортер угля остается в убытке. В этом году были введены достаточно глубокие скидки, однако у них есть естественный предел, поскольку участники транспортной цепочки не могут постоянно работать ниже себестоимости. Сейчас рассматривается возможность введения госсубсидирования транспортных затрат угольного сектора.

Потенциальным выходом мог бы стать экспорт угля в виде электроэнергии — посредством строительства угольной электростанции вблизи месторождения и передачи электроэнергии через границу. Электроэнергия как экспортный российский товар все еще востребована (основными импортерами в последние годы были Финляндия, Прибалтика, Закавказье), значительные надежды подает Китай, который не только продолжает наращивать потребление, но и недавно утвердил программу поддержки экономики после пандемии и планирует крупные стройки, нуждающиеся в энергообеспечении. При этом российская электроэнергетика пока переживает кризис без существенных потрясений. С начала года потребление электроэнергии в России снизилось на 1,6%, с момента введения карантинных мер — на 3,9%, а по итогам года Минэнерго, изначально ожидавшее падения на 3,6%, меняет прогноз на более оптимистичный — 2,2%.

Попытки организовать экспорт электроэнергии на основе маловостребованных углей в России уже предпринимались, но оказались не слишком успешными. Такой проект рассматривался на дальневосточном Ерконецком угольном месторождении: здесь предлагалось строительство крупной угольной ТЭС на 4–8 ГВт мощности и высоковольтной линии по китайской технологии в КНР. Но строительство трансграничных ЛЭП — предприятие, требующее большого доверия к партнеру: инвестиции велики, а случись между соседями размолвка, возможность в одностороннем порядке разорвать связь может быть реализована молниеносно. Также возможны колебания внутреннего спроса на территории импортера. В этом плане судьба Ерконецкой ТЭС показательна: проект стоимостью в \$25 млрд, рассматривавшийся с 2009 года и вошедший в 2014 году в стадию активной подготовки, в итоге был заморожен, а в этом году к нему вернулись в неугольном формате — 1 ГВт, на газе и с расчетом на внутреннее потребление не в меньшей степени, чем на экспорт.

Энергетика как на острове

Еще один вариант конвертации энергетического экспорта — усложнение цепочки переделов, например, организация производства из неэкспортируемого энергоресурса электроэнергии, а далее с ее помощью — продукции с высокой долей энергии

Центр обработки данных компании Verne Global в Исландии

в себестоимости и ее дальнейшего вывоза за рубеж. Такой вариант был опробован в Исландии. Страна располагает колоссальными и очень дешевыми гидро- и геотермальными энергоресурсами, но расположена на острове, что исключает любую трансграничную передачу электроэнергии и требует ее конвертации во что-то пригодное для транспортировки.

В начале 2000-х правительство Исландии предложило упрощенный режим налогообложения, гарантии низких энергоцен и минимальное экологическое регулирование, чтобы привлечь в страну энергоемкие отрасли тяжелой промышленности, прежде всего алюминиевую (30–40 % в себестоимости производства этого металла составляет электроэнергия). Стратегия увенчалась успехом: вдобавок к уже существующему были построены еще два крупных алюминиевых завода и один завод ферросплавов. Особенно привлекательным предложение оказалось для производителей из США, поскольку предлагаемые исландцами энергоцены были на 30 % ниже отечественных. На экспортное производство алюминия приходилось 80 % потребления электроэнергии в стране.

А с 2012 года Исландия начала активно строить центры обработки данных (ЦОДы), пользуясь преимуществами дешевой электроэнергии и холодного климата (среднегодовая температура –5 °С). В облачной обработке данных затраты на электроэнергию могут занимать до 70 %. Уже в 2016 году вклад дата-центров в ВВП Исландии пересек черту в 1 %. В 2018 году спрос на электроэнергию от ЦОДов страны удвоился относительно 2017 года, в 2019-м — вырос на 50 %. 90 % мощностей местных ЦОДов используются для майнинга криптовалют. Исландия — не единственная страна, возлагающая большие надежды на ЦОДы как на энергопотребителей: по прогнозу Энергетического агентства Дании, к 2030 году доля ЦОДов в энергопотреблении страны вырастет до 15 %, ирландская Eirgrid предсказывает достижение этим сектором 30 % в энергопотреблении к 2028 году.

В России есть опыт строительства гидрометаллургических комплексов. На этой концепции построен бизнес En+ Group, включающей энергетическое «Евросибэнерго» и алюминиевый «РУСАЛ». Снижение себестоимости обеспечивается за счет поддержания относительно низких энергоцен на ГЭС для своей металлургии. Более того, использование энергии ГЭС может дать «РУСАЛ» конкурентное преимущество при сбыте производимой им продукции в страны, где «зеленый» фактор имеет значение. На днях председатель совета директоров En+ лорд Грегори Баркер сообщил о переговорах с Евросоюзом об обнулении ввозной пошлины на алюминий с низким углеродным следом, сообщив, что из-за преобладания ГЭС в структуре выработки группы выбросы CO₂ на тонну алюминия «РУСАЛа» составляют 2,6 тонны (для сравнения — для китайского алюминия это 16 тонн).

При этом En+ также занималась дата-центрами: объявив в 2014 году о планах создания на своих объектах ЦОДов под китайского потребителя, в 2017 году она



совместно с Huawei запустила первый модуль ЦОДа «Облака Сибири» на территории Ново-Иркутской ТЭЦ и планирует продолжать строительство.

В алюминиевой отрасли препятствиями к вхождению стали высокие капитальные затраты и поступательное снижение энергоемкости алюминия — по данным МЭА на 2018 год, с 2010 года она падала со скоростью 1,2 % в год. Цены на алюминий также подвержены значительным колебаниям. По данным «РУСАЛа», средние цены на этот металл на LME в 2019 году упали на 15,1 %, в первом квартале 2020-го — на 1,3 %. В первом квартале глобальный спрос на алюминий упал на 6,4 %, в основном за счет остановки предприятий автопрома из-за пандемии. При этом, вопреки убыточности 24 % мировых производств, глобальное предложение продолжает расти из-за снижения цен на сырье, падения национальных валют, а также высокой стоимости закрытия и перезапуска производства.

Что касается ЦОДов, то, по расчетам МЭА, как потребители будущего они сильно переоценены: в 2018 году на дата-центры приходилось около 1 % мирового потребления (200 ТВт·ч). С 2015 по 2018 год их энергопотребление не росло, при том что объем мирового интернет-трафика увеличился втрое: рост эффективности IT-оборудования нейтрализует рост спроса. На этом основании специалисты МЭА прогнозируют, что до 2021 года энергопотребление ЦОДов в мире не увеличится. Плюс к тому, готовность зарубежных клиентов к размещению данных в ЦОДах на территории чужой страны прямо зависит от инвестиционного климата и политической стабильности последней.

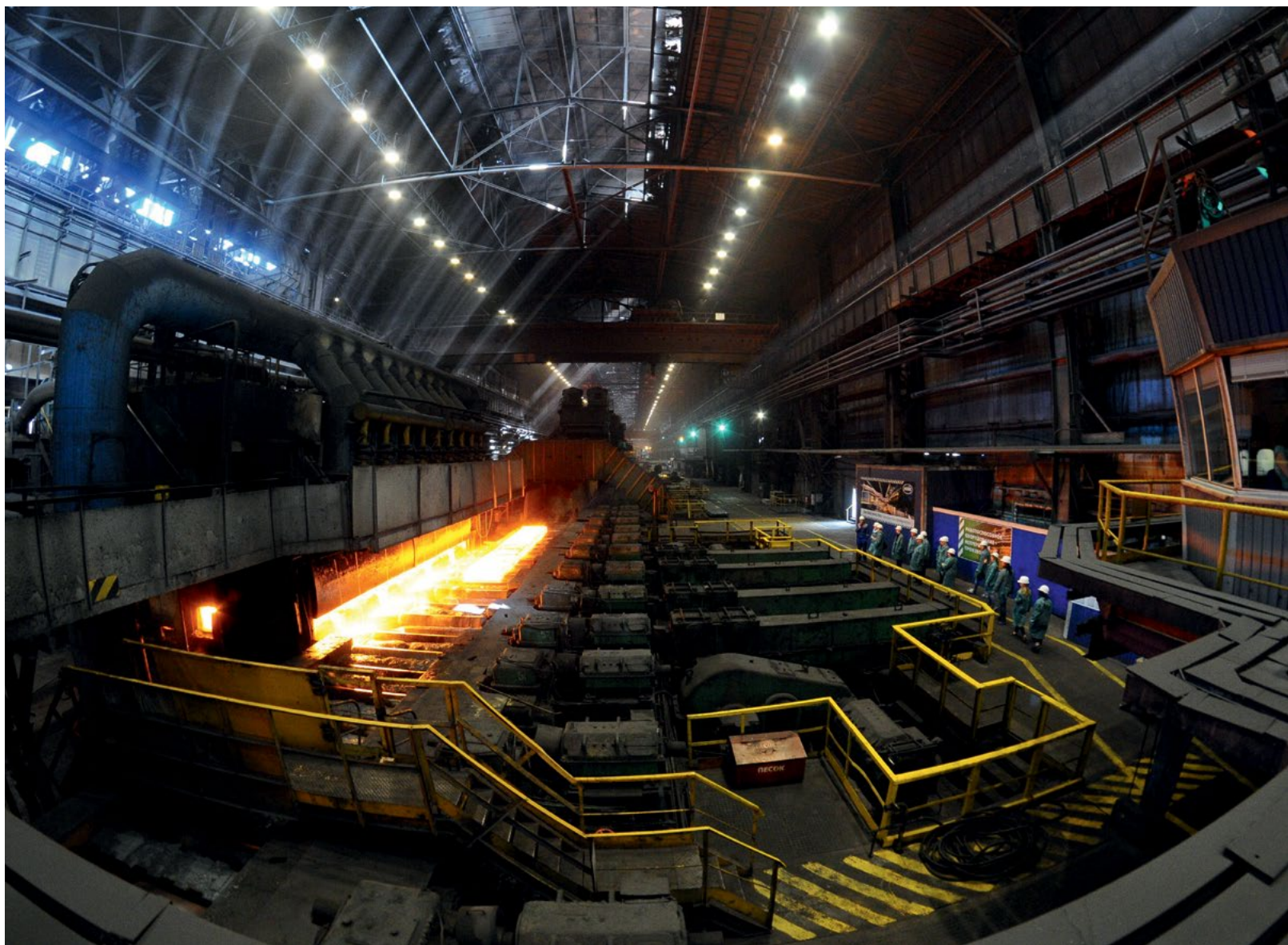
Так или иначе, при сжатии внешнего потребления энергоресурсов России придется либо искать возможности экспорта продукции их переработки и эту переработку налаживать, либо диверсифицировать экспорт, уходя от энергетических групп товаров, либо наращивать внутреннее потребление. Пока компенсировать провал в экспорте внутреннее потребление, как правило, не может, к тому же, зачастую там, где есть энергоносители, нет потребителя. Этого потребителя можно там создать, но люди по климатическим, экономическим и социальным причинам жить там без серьезного стимула не будут.

Текст: Павел Данилов

Фото: Nlmk.com, Engineered.thyssenkrupp.com

Новолипецкий металлургический комбинат.

Крупнейший сталелитейный комбинат в России



Энергетика своим путем

Как крупные горнометаллургические компании ищут баланс между поставками и своей генерацией

Для крупных промышленных потребителей вопрос о том, подключаться ли к внешней энергосистеме или создавать собственную генерацию, существовал всегда и решался по-разному, в зависимости от технологических и коммерческих условий. Впрочем, еще в начале XXI века в России наиболее экономичным и технологически доступным вариантом были поставки электроэнергии из общей сети — это было экономично и технологически удобно, и акцент на

развитии собственных энерго мощностей делали сравнительно немногие промпотребители. Сейчас технологических альтернатив стало больше и пространство для выбора расширилось.

Традиционно индустрия называет ключевой проблемой в отношениях с поставщиками электроэнергии ценовой вопрос. Впрочем, значимость энергозатрат различна для разных отраслей. Цена на

По оценкам Д. Стапрана, сегодня рынок распределенной генерации составляет от 60 до 150 млрд руб. в год, а к 2035 году он может превысить 1 трлн руб. Сейчас это 5–6 % общей установленной мощности энергосистемы (около 50 тыс. различных энергообъектов средней мощностью 340 кВт). Уровень распределенной генерации может вырасти с 5 до 15 % мощности энергосистемы.

электроэнергию крайне важна, например, для алюминиевой промышленности (плата за киловатт-часы составляет до 40 % себестоимости металла) или для нефтегазохимии, но для большинства машиностроительных производств даже кратный рост расценок не критичен, поскольку затраты на электроэнергию малозаметны в итоговой себестоимости (порядка 1 %).

Отечественный энергорынок сейчас закладывает в конечную цену электроэнергии для промышленности целый ряд надбавок «условно рыночного» или нерыночного характера. Так, в цену помимо себестоимости производства и транспорта (сети) «защиты» гарантии возврата инвестиций в новые электростанции (договоры на поставку мощности — ДПМ), надбавки за строительство генерации в Крыму и Калининграде, пониженные спецтарифы для Дальнего Востока, ДПМ для «зеленой генерации» (ДПМ ВИЭ, в число которых будет включаться и плата для новых мусоросжигательных заводов) и т. д.

Цена на электроэнергию с 2005 года уже выросла в три раза, подчеркивает директор практики по оказанию консультационных услуг компаниям энергоотрасли PwC в России Дмитрий Стапран. Финансировать ряд социальных и политических проектов (Дальний Восток, Калининград и Крым) за счет энергорынка стало модным, но крупным потребителям это совсем не нравится. Поэтому, по словам эксперта, те, кому масштаб бизнеса позволяет уходить от Единой энергосистемы, с удовольствием это делают.

Наиболее активно работали над собственной генерацией те потребители, у которых имелся доступ к собственным энергоресурсам. Наряду с традиционным использованием природного газа для выработки электроэнергии на собственных электростанциях предприятия активно осваивают утилизацию попутных и вторичных ресурсов: нефтяники — попутного нефтяного газа, металлурги — доменного, коксового, конвертерного газов. На предприятиях можно утилизировать для производства электроэнергии избыточные давление в трубопроводах и тепло технологических процессов. В результате, рассказывает директор Сообщества потребителей энергии Василий Киселев, помимо экономии затрат на энергоснабжение, возникает ощутимая польза для экологии — снижаются вредные выбросы. По его мнению, внимания к экологичности потребляемой энергии становится все больше, а экспортеры уже отмечают ужесточение подобных требований на международных площадках.

63,3 млрд кВт·ч

выработали электростанции промпредприятий России в 2019 году.

1,2 млрд кВт·ч

выработали российские ВИЭ в 2019 году.

20–40 %

в себестоимости черной металлургии составляют энергоресурсы.

Металлургия на собственной генерации

Лидерами по вводу собственной генерации в России считаются металлурги. Каждый крупный холдинг отрасли закладывает в своей стратегии повышение энергетической самообеспеченности. Так, НЛМК намерен увеличить самообеспеченность электроэнергией с 59 % (по состоянию на 2018 год) до 94 % к 2023 году. На липецкой площадке строится ТЭЦ на вторичном топливном газе мощностью 300 МВт, которая позволит утилизировать попутные газы металлургического производства, образующиеся при выплавке чугуна в доменных печах и стали — в конвертерах. ММК поставил целью увеличить самообеспеченность на 30 п. п. (до 85 %) к 2023 году. Особняком стоит холдинг EN+, владеющий РУСАЛом и Евросибэнерго. В структуру последней энергокомпании входят станции суммарной мощностью 19,5 ГВт (почти 10 % всей установленной мощности в России). По словам Бориса Красноженова из Альфа-банка, с учетом большого количества горно-металлургических проектов в Сибири и на Дальнем Востоке российские ГЭС могут обеспечить максимально дешевую и чистую электроэнергию.

«Северсталь» намерена увеличить долю собственной генерации с 75,1 % до 95 %. По словам ее представителя, доля затрат на топливно-энергетические ресурсы (с учетом угля, газа, моторного топлива, электроэнергии и т. д.) может достигать более 30 %. К наиболее теплоемким переделам отрасли относятся доменный, коксохимический и прокатный, а к электроемким — горнорудный и электросталеплавильный. Стратегия компании предусматривает развитие генерации, экономное потребление энергоресурсов и их вторичное использование. На Череповецком металлургическом комбинате крупнейшие генерирующие

Завод немецкой Thyssenkrupp по производству водорода, работающий на «зеленой» выработке ВИЭ



подразделения — теплоэлектроцентраль (паровоз-духовная станция, ТЭЦ-ПВС) и теплоэлектроцентраль (электровоздуховная станция — ТЭЦ-ЭВС-2). Оба источника закрывают большую часть потребности производства в электроэнергии, полностью снабжают теплом весь металлургический комбинат, а также 80 % индустриальной части Череповца. Вырабатываемая на ТЭЦ энергия производится за счет сжигания смешанного топлива в виде доменного, коксового и природного газа. Природный газ используется только в случаях нехватки доменного и коксового.

Собственную генерацию российские металлурги строят весьма активно, а к возобновляемой энергетике (ВИЭ) пока относятся осторожно. Впрочем, по словам директора Evraz по энергетике Константина Константинова, холдинг интересуется зелеными технологиями и ВИЭ. «Если говорить о совмещении фокуса на экологии с экономическими перспективами таких проектов, важно учитывать географию производственных предприятий, наличие сетевой инфраструктуры, доступные механизмы реализации и поддержки проектов, например, ДПМ ВИЭ в РФ», — считает он.

Если в России Evraz пока следит за ситуацией, то североамериканский дивизион (EVRAZ North America, ENA) в сентябре 2019 года уже договорился о сотрудничестве с компаниями Lightsource BP и Xcel Energy о совместной работе над проектом строительства солнечной электростанции (СЭС) мощностью

240 МВт на площадке завода EVRAZ Rocky Mountain Steel в Пуэбло (EVRAZ Pueblo). Lightsource BP вместе с привлеченными инвесторами профинансирует проект Bighorn Solar, построит станцию, будет владеть и управлять ею, продавая электроэнергию Xcel Energy. В свою очередь, ENA будет закупать электроэнергию у Xcel, обеспечивая экологически чистое производство стали. При этом, подчеркивает К. Константинов, СЭС Bighorn Solar обусловлена не регуляторными требованиями, а прежде всего запросом на чистую энергетику в современном обществе и мощной инсоляцией в Колорадо, что делает проект привлекательным для всех заинтересованных сторон. «Да, собственная генерация на сегодняшний день стала более эффективной по сравнению с покупной электроэнергией, мы нацелены на ее развитие, рассматриваем различные варианты. Сейчас металлургические и железорудные предприятия ЕВРАЗа обеспечены своей электроэнергией в пределах от 25 % до 85 % в зависимости от актива (в качестве топлива, наряду с природным газом и углем, максимально используются вторичные газы в замкнутых производственных системах)», — рассказывает топ-менеджер.

Производители в Европе сталкиваются с более серьезным давлением экологических норм. Немецкие металлурги вынуждены переходить на потребление электроэнергии от ВИЭ, а доменные газы используются, например, в химическом производстве. Так, ThyssenKrupp абсорбирует их, охлаждает и через сложную технологию очистки и фракционирования получает коммерческие химические продукты: этанол и аммиак. Этот проект Carbon2Chem софинансируется правительством Германии.

Добыча на расстоянии

Если у крупных заводов основной драйвер развития распределенной генерации — высокая стоимость покупной электроэнергии, то в добывающем бизнесе обычно главный стимул — удаленность от территорий централизованного энергоснабжения, когда свою электростанцию, пусть и на завозном топливе, построить дешевле, чем прокладывать до месторождения сети. Особенно это распространено у золотодобытчиков, которые активно интегрируют распределенную генерацию внутрь цепочек добавленной стоимости. Мини-ТЭС мощностью 13 МВт есть на Албазинском золоторудном месторождении в Хабаровском крае у Polymetal, ГТЭС мощностью 3,6 МВт — на Ленских золотых приисках GV Gold, мини-ТЭС мощностью 24 МВт — на месторождении Благодатное у «Полюса». Некоторые активы «Полюса» получают электроэнергию из ВИЭ (гидрогенерация), говорит ее представитель, а компания рассматривает возможные дополнительные варианты использования ВИЭ, в том числе солнечной генерации, для снижения углеродного следа, добавляет он.

По словам Владимира Скляра из «ВТБ Капитал», по мере роста энергоэффективности промышленности,

Жаркие споры в последние месяцы шли вокруг схемы энергоснабжения Баимского ГОКа (принадлежит KAZ Minerals) на Дальнем Востоке, которому нужно 250 МВт. НОВАТЭК предлагал установить на Чукотке плавучую электростанцию на СПГ, Росатом — новые атомные энергоблоки на базе реакторов «Ритм-200». Еще одним вариантом была прокладка высоковольтной ЛЭП от Колымского энергорайона.

а также существенного удешевления капитала в мире — основного сдерживающего барьера для входа в сектор электрогенерации — мы все чаще слышим о планах создания изолированных энергосистем. Пример — недавно подписанный меморандум между «ИнтерРАО», «Роснефтью» и «Востокойл» о построении независимой энергосистемы в арктической зоне на 2,5 ГВт. В первую очередь упор на такие проекты — с наличием распределенной генерации, ВИЭ, изолированных систем — делается в труднодоступных регионах; на территориях, где есть доступ к Единой энергосистеме, потребности в них нет, поясняет эксперт.

По словам представителя Polymetal, одним из первых в российской практике примеров «зеленого» энергоснабжения объектов горнодобывающей промышленности в районе без доступа к единой энергосистеме стало обеспечение месторождение Светлое в Хабаровском крае. В 2018 году здесь была введена в эксплуатацию солнечная электростанция, а в морском пункте Унчи в 90 км от месторождения — ветряная электростанция. Они обеспечили частичное замещение выработки электроэнергии от дизельных генераторов, которые ранее были основным источником энергии для месторождения и прилегающей инфраструктуры.

«Полученный опыт позволил нам проанализировать целесообразность внедрения альтернативных источников энергии и на других предприятиях, в первую очередь в Магаданской области. Мы продолжаем работать в этом направлении и в 2021 году планируем запустить на горнообогатительном комбинате Кубака СЭС мощностью 2,5 МВт. В процессе оценки находятся еще пара подобных проектов, нацеленных на получение «зеленой» энергии», — рассказывают в Polymetal. Дополнительным преимуществом стал пятилетний кредит банка ING на \$80 млн, ориентированный на показатели устойчивого развития. В 2018 году процентная ставка по нему была привязана к результатам компании в рейтинге Sustainability (77/100 на момент подписания — Прим. авт.). Благодаря использованию источников «зеленой» энергии рейтинг проекта повысился до 85/100. Это дало Polymetal право на получение максимальной скидки по ставке.

Однако В. Скляр уверен: в тяжелой промышленности надежность энергоснабжения имеет особую цену, и соревноваться в этом с Единой энергосистемой пока бесполезно. Примером, по его словам, может

В. Киселев полагает, что атомные технологии в мобильном исполнении могли бы быть привлекательным решением для удаленных от общей сети промышленных объектов, если цена электроэнергии, произведенной на таких объектах, в пересчете на жизненный цикл окажется коммерчески привлекательной, а безопасность — безусловной. Однако цена на газ (именно с газовыми блоками сравнивают атомные) значительно упала в связи с пандемией COVID-19, рассказывает Д. Стапран. Себестоимость компонентов другой альтернативы — ВИЭ — также значительно упала, и пока дешевле и в разы быстрее поставить ветряную или солнечную станцию мощностью 100–200 МВт, чем ждать создания малого атомного реактора.

«Интересно, что, несмотря на кризис в Европе и Северной Америке, производство электроэнергии на солнце и ветре значительно выросло, чего нельзя сказать об атомной и традиционной, — замечает эксперт. — Сказались преимущества ВИЭ: минимальные операционные затраты и отсутствие ископаемого топлива. С учетом того, что энергетика как в мире, так и в России неизбежно будет идти по пути децентрализации, в ней точно найдется место «малому атому»».

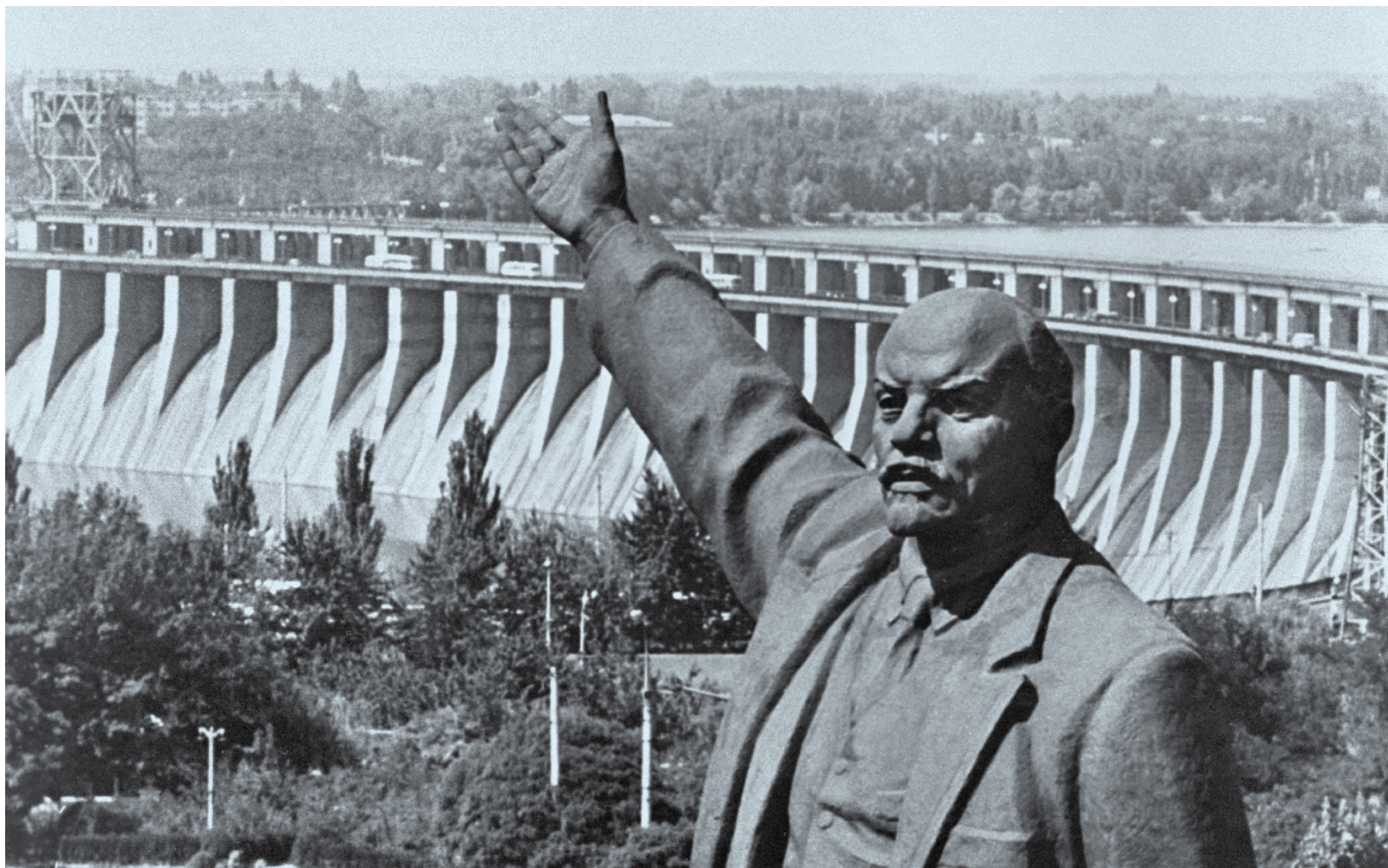
Рабочим вариантом использования малых АЭС мог бы стать формат ГЧП, когда малые АЭС возводятся и эксплуатируются государством. Это позволило бы соблюсти высокие стандарты безопасности. Вместе с тем потенциальный объем глобального рынка малых атомных реакторов невелик — около \$3 млрд а стоимость строительства все еще высока — до \$5 тыс. за 1 кВт установленной мощности. Но небольшие реакторы мощностью 50–330 МВт имеют потенциал на рынке. История экологических катастроф, связанных с разливами нефтепродуктов, может неожиданным образом получить развитие в виде роста спроса на атомные установки малой мощности. Максим Худалов из АКРА говорит, что сегодня это кажется дорогим и экзотическим решением, но если штрафы за разливы ГСМ, которые происходят с пугающей регулярностью, будут расти, то новый источник энергии, относительно компактный и в целом более экологически щадящий, может найти применение в горной металлургии

служить резкая негативная реакция промышленности на предложения о вводе платы за резервную сетевую мощность, которая не используется в силу наличия собственной генерации, но ее не отключают, чтобы обеспечить бесперебойную поставку в случае проблем на стороне собственного генерирующего оборудования. Тем не менее, говорит В. Скляр, учитывая возрастающую важность ESG-тематики — корпоративной ответственности в области природопользования, социального равенства и корпоративного управления, — ВИЭ часто становятся не столько дополнительным источником электроэнергии, сколько важным «позиционным ходом» со стороны компаний — начиная от солнечных панелей на территории плотин «РусГидро» до покрытия ветроустановками энергопотребности вахтовых рабочих, но с обязательным наличием запасного дизель-генератора.

Текст: Владимир Головщиков, кандидат технических наук, старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева, сотрудник Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН

Фото: RIAN

Памятник Владимиру Ильичу Ленину на фоне плотины Днепропетровской ГЭС



Энергетика России в современном мире

Как формировалась отечественная энергосистема

В XX веке в СССР сформировалась мощная энергосистема, наследие которой мы используем до сих пор. В начале XXI века отрасль прошла через рыночную реформу и подошла к новому энергетическому порогу.

От Герона до нейронных сетей

Существуют различные определения понятия «энергетика», причем различают энергетику как научное направление и как хозяйственную деятельность. Энергетика как научное направление изучает

закономерности, связанные с получением, преобразованием, передачей и потреблением различных видов энергии. Энергетика как вид хозяйственной деятельности, опираясь на «энергетическую науку», доводит ее идеи до практической реализации. Как известно, к первичным видам энергии относятся ядерная (термоядерная), тепловая, гидравлическая, ветровая, солнечная, приливная, «биоэнергия». Электроэнергию большинство экспертов относят ко вторичной энергии, получаемой в результате преобразования первичной. По мнению автора, этого утверждать нельзя, так как колоссальная энергия

Можно привести один из малоизвестных примеров 1980-х годов, имеющий прямое отношение к энергетике. Одной из основных программ США по борьбе с советской «империей зла» была так называемая «Стратегическая оборонная инициатива» — СОИ («Звездные войны»), которая предполагала уничтожение межконтинентальных ракет с помощью боевых рентгеновских лазеров. Эта программа была доведена до натурных испытаний, часть которых оказались успешными.

Для «накачки» такого лазера необходим источник электроэнергии огромной мощности; был разработан сверхпроводящий индукционный накопитель электроэнергии (СПИН). По имевшейся тогда информации, его энергия составляла 10^{12} – 10^{19} Дж. Он был расположен в скале и выполнен в форме тора окружностью около 200 метров; внутри него

находились криостат на основе жидкого гелия и «катушка» из провода на основе сплава, включающего ниобий. Получив информацию об испытаниях, СССР начал разработку аналогичной программы. Автор данной статьи в ней участвовал.

Исследования на математических моделях, а затем на экспериментальных установках показали, что если забирать необходимую энергию непосредственно из электросети (даже мощной), то это неизбежно приведет к крупным системным авариям. Если учесть, что в СССР существовала Единая энергосистема, основанная на магистральных ЛЭП большой мощности, то становится понятно: системная авария могла распространиться на большие расстояния и привести к разрушению силового оборудования электростанций, поэтому нужен был мощный СПИН.

С приходом к власти Михаила Горбачева внешнеполитическая обстановка существенно улучшилась, и острая необходимость в создании «отечественной СОИ» отпала.

К этому моменту в СССР удалось создать только небольшой экспериментальный СПИН. По информации, имеющейся на начало 2000-х годов, в Нью-Йорке установлены несколько СПИНов как резервные источники электроснабжения в случае системной аварии, сопровождаемой массовыми отключениями потребителей. Этот пример наглядно показывает, что «энергетические пороги» определяются не только потребностями общества, но и политическими факторами. Аналогичный пример — использование ядерной энергии: основной целью был военный аспект, а «мирный атом» для человечества — это вторичный эффект.

электрической молнии может считаться первичной. Вопрос заключается только в том, как ее обуздать и применить.

Существует несколько вариантов разбивки исторического развития энергетики на этапы. Отдавая дань одному из руководителей разработки знаменитого плана ГОЭЛРО Г. М. Кржижановскому, перечислим поименованные им «энергетические пороги» — временные отрезки, на протяжении которых происходили резкие скачки в росте, прежде всего, производительности труда по причине совершенствования и развития энергетики. При этом следует понимать, что эти скачки не происходили мгновенно, а растягивались во времени.

Современные авторы выделяют пять «энергетических порогов» — от древних времен (водяные колеса, первые паруса) до наших дней. Причем некоторые открытия и изобретения древних выдающихся ученых были забыты на века, а затем «открывались» повторно, например, эолипил Герона Александрийского (70-е годы н. э.) — простейшая паровая турбина.

Нас интересуют третий, четвертый и пятый «пороги». Третий «порог» — это период с конца XIX века до начала XX, когда были сформулированы основные принципы электроэнергетики, а также разработаны и построены основные объекты отрасли: двигатели, генераторы, электрические сети и электростанции. Четвертый «порог» относится к тому времени, когда были сформулированы основы квантовой механики, открыто явление сверхпроводимости, созданы эффективные двигатели внутреннего сгорания, определившие бурное развитие автомобиле- и самолетостроения, а также произошли многие другие открытия и разработки. Пятый «энергетический порог» начался в середине XX века и продолжается до настоящего времени.

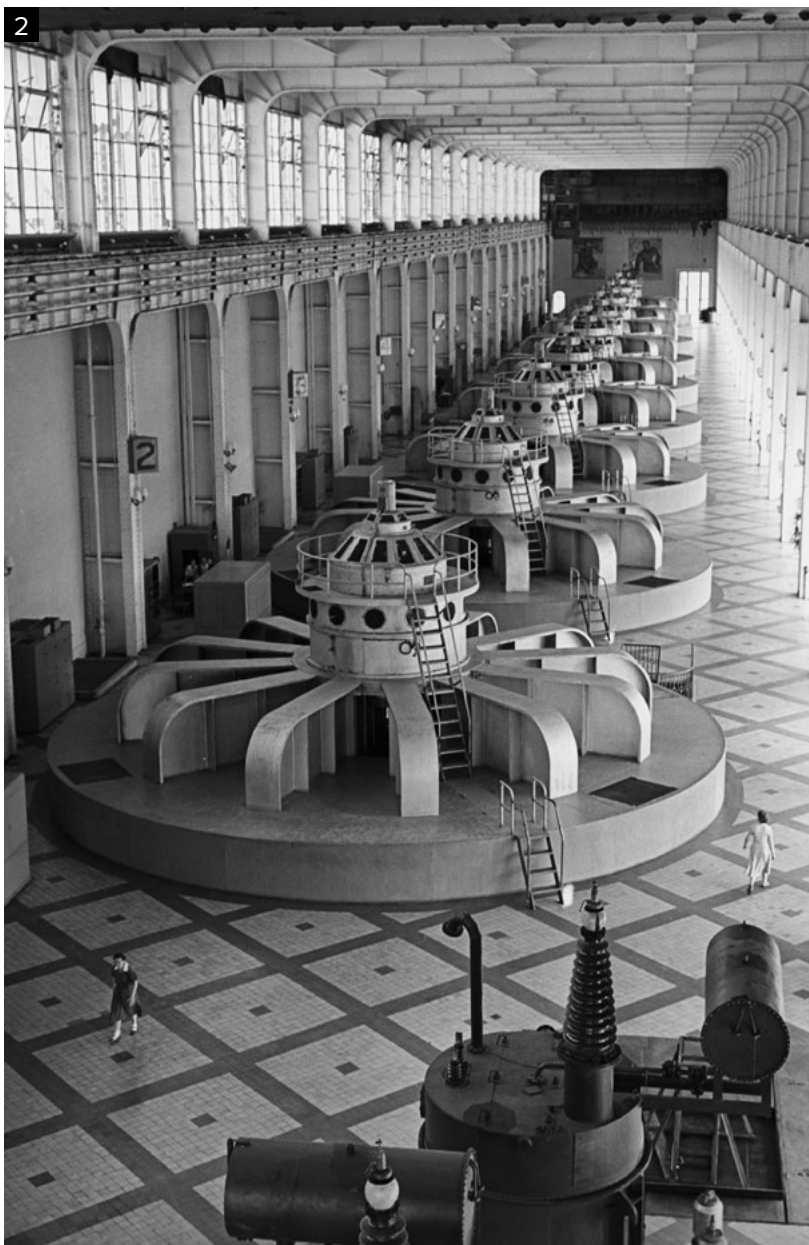
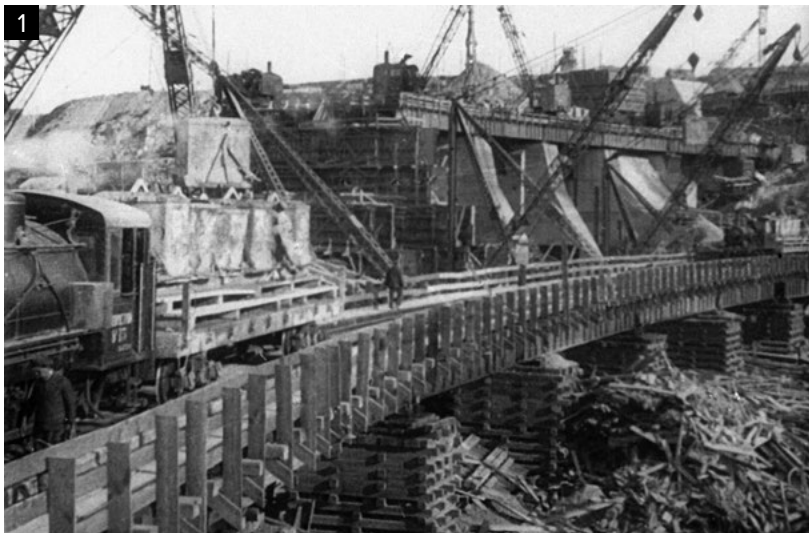
По моему мнению, целесообразно рассмотреть шестой «порог», начавшийся с началом XXI века. Пятый и шестой «пороги» — это период применения ядерной энергии (в военных и мирных целях), бурного развития реактивных технологий и электроники, компьютеризации, а также продолжения успехов предыдущих этапов: совершенствование энергооборудования, комплексная автоматизация энергетических объектов, создание крупных энергосистем, активизация процесса разработок и внедрения нетрадиционных возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и т. д. и т. п.

Следует отметить, что, по моему мнению, все фундаментальные открытия во всех направлениях энергетики были сделаны с XVIII века до середины XX. Это касается общих вопросов энергетики, включая проблемы топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в целом, электроэнергетики, теплоэнергетики, электротехники и т. д. Даже рассмотрение информации как фундаментального свойства материи относится к прошлому веку. Несомненно, к ключевым достижениям XX века следует отнести: применение ядерной энергии, основанное на квантовой теории; открытие сверхпроводимости; изобретение транзистора, давшего толчок всем направлениям электроники, применяемым в энергетике; новые материалы.

Все существующие сегодня «энергетические» направления, которые даже академическая наука относит к фундаментальным, по моему мнению, являются научно-прикладными. Например, теория ядерного синтеза известна достаточно давно, а управляемый термоядерный процесс до сих пор отсутствует, несмотря на создание ТОКАМАКов. Подавляющее большинство современных «энергетических» направлений — это проблемы технологий. Даже такое модное направление, как нейронные сети, которые начали применять в российской

1. Строительство Днепропетровской ГЭС им. В. И. Ленина. Украинская ССР

2. Машинный зал Днепропетровской ГЭС им. В. И. Ленина



электроэнергетике по примеру развитых стран, остается инструментом. На законы Ома, Кирхгофа, Фарадея, уравнения Максвелла все это не оказывает влияния.

Создание отечественной энергосистемы

С середины XX века (пятый «порог») отечественная энергетика эффективно развивалась, ни в чем не уступая энергетике развитых стран и прочно занимая второе место в мире после США. Мы первыми построили турбоагрегат мощностью 1 млн кВт, ЛЭП сверхвысокого напряжения 1150 кВ, создали уникальную единую электроэнергетическую систему страны. Были построены крупные ТЭС и одни из крупнейших в мире для того периода ГЭС на Волге, Ангаре и Енисее. Активно развивались нефтегазодобыча (прежде всего в Западной Сибири) и добыча угля открытым способом. Было создано крупнейшее международное электроэнергетическое объединение СССР и социалистических европейских стран (система «Мир»), что потребовало создания магистральных ЛЭП 750 кВ в западном направлении.

Но уже в начале 1980-х годов в энергетике страны стали проявляться негативные тенденции, как и во всей экономике Советского Союза. Последние два пятилетних плана по выработке электроэнергии не были выполнены. Производительность труда практически не повышалась, сроки строительства основных энергетических объектов затягивались, существенно возрастала их первоначальная стоимость. Модернизация энергооборудования шла крайне медленно. Это касалось также внедрения передовых разработок: как правило, всё заканчивалось выпуском и испытанием опытных образцов. Причин этому несколько: приоритет выполнения плана, консерватизм мышления и отсутствие материальных стимулов для эффективной работы. Призывы руководства страны и соответствующие распоряжения, например, экономить энергоресурсы (обязательная ежегодная экономия электроэнергии на 3–5%), игнорировались, а чаще всего приводили к недостоверной отчетности. Научно-техническая общественность в той или иной степени информировала руководство страны о негативных тенденциях в энергетике, при этом продолжая активно участвовать в разработке различных стратегий развития отрасли, которые всегда носили оптимистичный характер.

Объявленная руководством страны перестройка ничего не изменила. Экономическая ситуация продолжала ухудшаться. В энергетике это было незаметно для рядовых граждан: в темноте они не сидели и не замерзали. Но это было следствием высокой надежности энергетике, созданной с большим запасом (на этих запасах во многом держится энергетическая отрасль и сегодня). Аварии, разумеется, случались, как системные, так и локальные, но о них широко не сообщалось, и они воспринимались как неизбежность для любой технической

1. Строительство Ленинградской атомной электростанции (ЛАЭС). Идет монтаж турбины
2. Белоярская атомная электростанция им. И. В. Курчатова. Монтаж реакторного зала



системы. Исключением стала катастрофа на Чернобыльской АЭС.

Реформы на пороге

К концу пятого «энергетического порога» (конец 1980-х годов) ситуация в Советском Союзе обострилась, что привело в итоге к распаду страны. Уже с 1992 года полностью изменился политический и экономический курс России. В частности, были отпущены цены на все товары и услуги, кроме тарифов на электрическую и тепловую энергию, которые регулировало государство. Они росли, но существенно медленнее, чем остальные цены. В тот же период было создано РАО «ЕЭС России», в которое вошло более 70 % российской энергетики. Атомная энергетика осталась под полным государственным управлением.

К концу 1990-х годов ситуация в энергетике резко ухудшилась. Из-за сдерживания тарифов отрасли не хватало средств, пришли в упадок энергомашиностроение, электротехническая промышленность и энергостроительный комплекс. Мы разучились создавать мощные газовые турбины для электростанций, результатом чего явился скандал с поставками находящихся под санкциями турбин для крымских ТЭС; при реанимации замороженных строек (например, Бурейской и Богучанской ГЭС) возникали крупные проблемы с формированием квалифицированных бригад строителей и монтажников. Но даже в такой сложной обстановке электроэнергетика справлялась с основной задачей энергоснабжения, опираясь на заделы советского периода.

В 1998 году РАО «ЕЭС России» возглавил Анатолий Чубайс, по инициативе которого была разработана концепция реформы электроэнергетики — «Концепция 5+5» (1998–2003 и 2003–2008 годы), основной



Сахалинская ГРЭС-2 в селе Ильинское Томаринского района Сахалинской области

целью которой было улучшение финансового состояния отрасли. В основе концепции лежали модели функционирования и развития электроэнергетики некоторых западных стран (прежде всего Великобритании). Вопросы повышения технологической эффективности, сдерживания роста тарифов, приоритет потребителей электроэнергии стали вторичными. В целом идеи концепции и последующих нормативных актов были правильными — перевести электроэнергетику на путь эффективного и инновационного развития на основе рыночных (конкурентных) отношений для обеспечения надежного энергоснабжения оплачиваемого спроса на энергию в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

В научно-техническом сообществе и государственных органах существуют различные мнения об итогах реформы Чубайса.

1. Реформа удалась, необходимы лишь небольшие косметические коррекции.
2. Реформа не позволила создать эффективные конкурентные отношения; рынки совершенной

конкуренции не сформированы; необходимо практически всё начать сначала.

3. Реформу следует отменить и вернуться к полному государственному управлению отраслью, как в советский период.
4. Большинство задач реформы не выполнены, поэтому необходимо проанализировать ее, выявить самые проблемные моменты и затем продолжить, исправив основные ошибки.

Я придерживаюсь последней точки зрения. По моему мнению, отрицательные итоги реформы отрасли следующие:

- Не созданы эффективные конкурентные рынки энергии, которые обеспечивали бы баланс интересов производителей и потребителей.
- Сохранено перекрестное субсидирование в различных формах.
- Продолжается рост цен и тарифов.
- Механизмы снижения издержек энергокомпаний фактически не работают. Внедрение так называемого RAB-регулирования («справедливая доходность на инвестированный капитал») в некоторых электросетевых компаниях не привело к сдерживанию роста сетевых тарифов.
- Не создан конкурентный рынок газового топлива для электростанций.
- Федеральный закон № 261 «Об энергосбережении и энергоэффективности» практически не работает. Это в значительной степени обусловлено тем, что современная энергетика любой страны в лице энергокомпаний сталкивается со взаимоисключающими проблемами. С одной стороны, продажа энергоресурсов — это выгодный бизнес (чем больше, тем выгоднее), а с другой — политика энергосбережения, которую стараются проводить потребители, неизбежно приводит к сокращению продаж. При этом в большинстве случаев при сокращении объемов, чтобы не терять доходы, повышают цены на ресурсы. В некоторых странах государство таким образом поддерживает энергокомпании. Подобная ситуация характерна и для России.

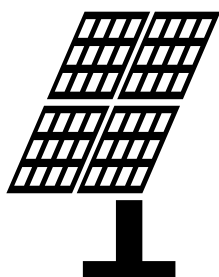
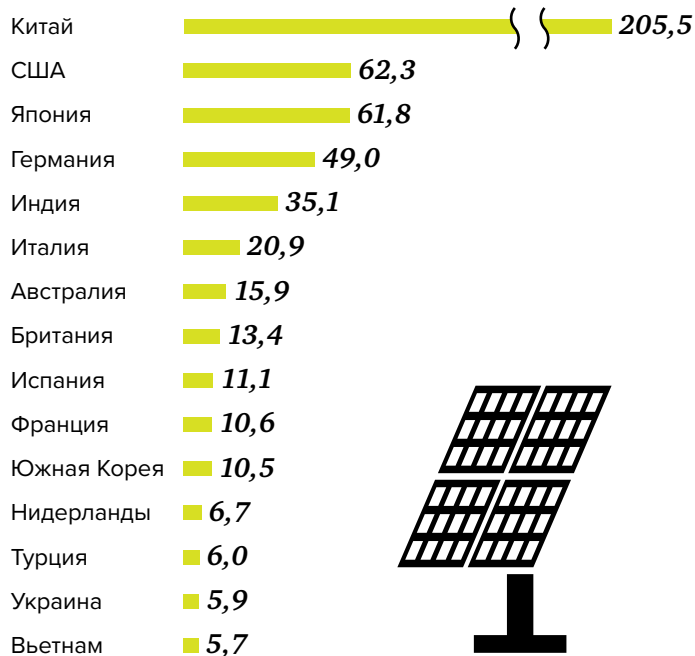
Прогнозы за «порогами»

Иная ситуация в западных странах, особенно там, где нет значительных собственных энергоресурсов. Активный процесс сокращения потребления ископаемого топлива всех видов на основе разработки высокоэффективных технологий начался в 1973 году (когда весь арабский мир объявил нефтяной бойкот Западу) и продолжается до сих пор. Этот процесс обеспечил колоссальный рывок инновационных технологий в развитых странах. Например, существенное повышение температуры и давления пара в котлах давало снижение удельных расходов топлива. Россия имеет потенциал энергосбережения не менее 400 млн тонн условного топлива (т. у. т.), но ощутимых результатов в плане энергосбережения и энергоэффективности нет.

Многие проблемы энергетической отрасли обусловлены как глобальными, так и национальными



Страны-лидеры по общей мощности солнечной генерации в 2019 году, ГВт



обстоятельствами. Эти проблемы связаны в последние 50 лет и с геополитическими вопросами, которые снова существенно обострились. Уже говорят, что мир на пороге «газовых войн», нефтегазовая политика России, ориентированная на экспорт, подвергалась и подвергается существенному давлению. Благоприятная ситуация с нефтегазовой экспортной политикой Советского Союза (с 1992 года — РФ) конца XX — начале XXI веков закончилась. Уже в ближайшие годы Россия может потерять существенную часть своего сегмента газового рынка Европы. Создание глобальных эффективных энергетических пулов или хотя бы региональных (например, в Северо-Восточной Азии — Россия, Китай, Южная Корея и Япония) еще долго будет оставаться на уровне намерений или рамочных соглашений из-за обострения внешнеполитических отношений.

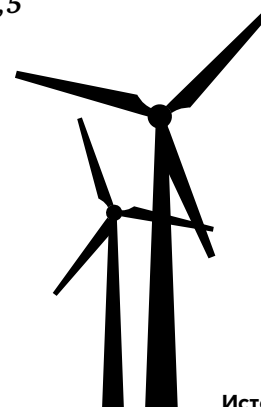
В середине 1980-х годов одним из основных энергоресурсов для ТЭС был уголь; сегодня на первое место постепенно перемещается газ. Он используется не только как топливо для ТЭС, но и как ценное сырье для газохимии, а также создает минимальную экологическую нагрузку. Более того, мы проморгали сланцевую революцию.

В XX веке существовало твердое и обоснованное убеждение: чем крупнее электростанция, тем себестоимость выработки ниже за счет эффекта масштаба; поэтому сооружались очень большие станции. По мере развития технологий появилось много

Страны-лидеры по общей мощности ГЭС в 2019 году, ГВт

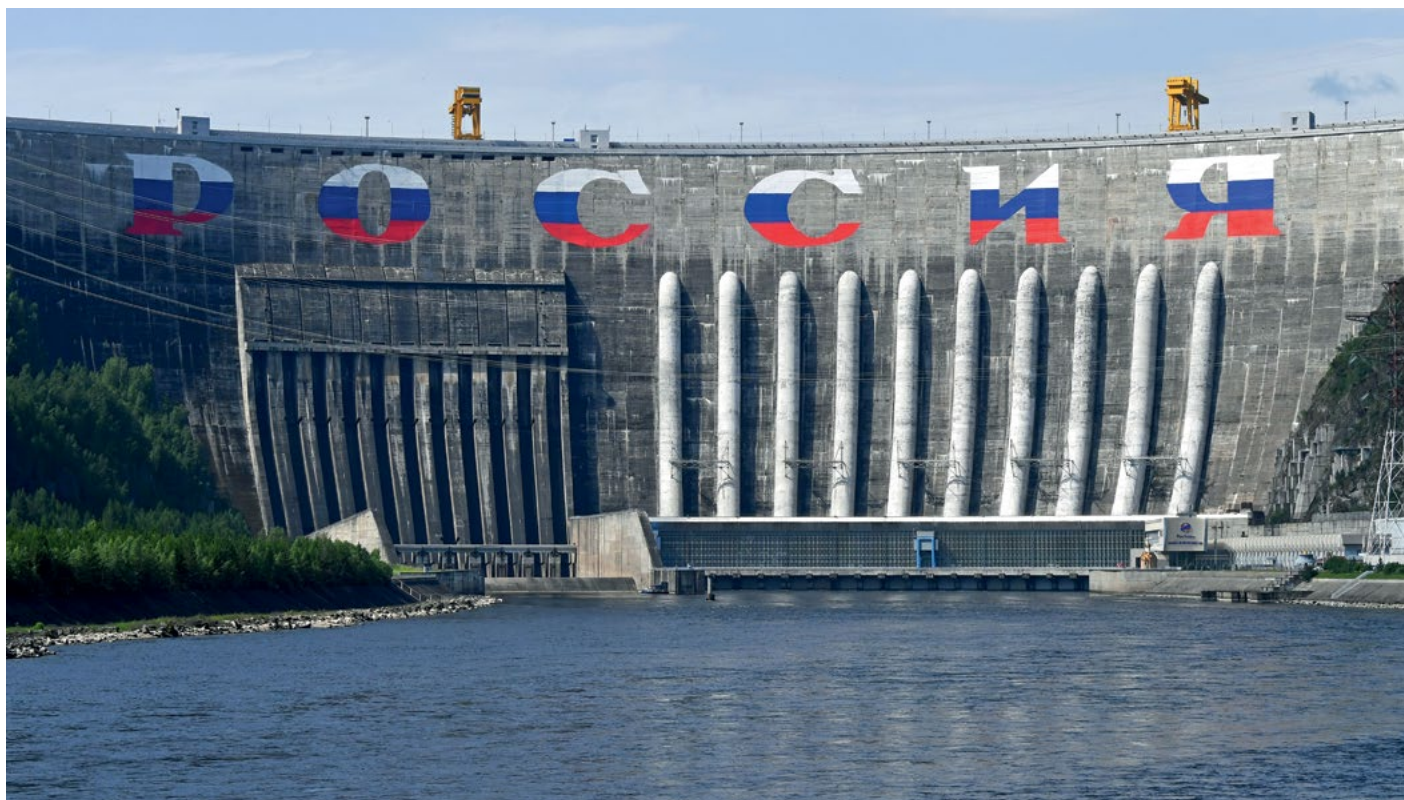


Страны-лидеры по общей мощности ветровой генерации в 2019 году, ГВт



Источник: IRENA

Граффити «Россия» на плотине Саяно-Шушенской ГЭС у поселка Черёмушки, Республика Хакасия



высокоэффективных малогабаритных энергообъектов (около 1 МВт и менее), стало выгодно сооружать малые энергетические источники, появилась так называемая распределенная генерация. Ее развитию способствуют непрерывный рост цен и тарифов «большой энергетики» и быстрота сооружения собственных энергообъектов. Этот процесс будет непрерывным. Кроме того, в изолированных от централизованного энергоснабжения районах этот путь, как правило, дешевле, чем сооружение длинных ЛЭП.

«Большая энергетика» в лице крупных ТЭС, ГЭС и АЭС не исчезнет, но перед ней встанут иные задачи. Во-первых, существенная модернизация с повышением КПД, например, до 42–45 % у ТЭС; во-вторых, вывод из эксплуатации морально и физически устаревшего оборудования и даже целых ТЭС. Крупные ГЭС будут сооружаться в минимальных объемах во всем мире (в России это вторая Бурейская ГЭС и, возможно, четвертая ГЭС ниже по течению Ангары). Таких гигантов, как ГЭС «Три ущелья» (22,5 ГВт) в КНР, в обозримом будущем не просматривается. Будут строиться АЭС, в том числе мобильные ядерные силовые установки (включая плавучие). По моему мнению, такие мини-АЭС предпочтительнее, чем, например, сооружение на севере Якутии поля солнечных электростанций. Однако эти выгодные энергоисточники тоже сталкиваются с проблемами энергобезопасности: даже в Европе мы видим принципиально разные позиции по АЭС, например, во Франции и Германии.

Активизация в конце XX века процесса сооружения ВИЭ в западных странах, который в начале XXI века перерос в настоящий бум, продолжится, так как

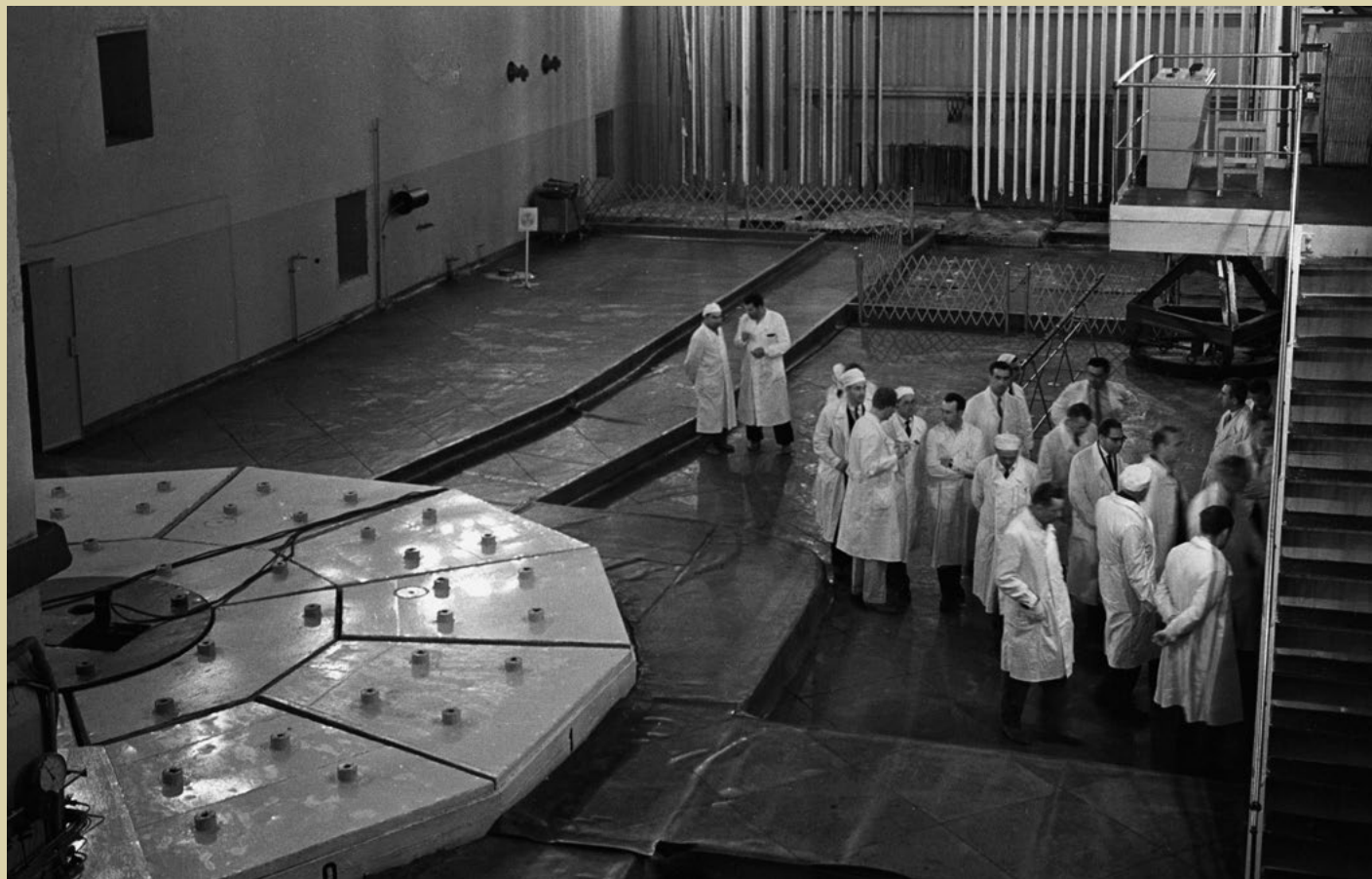
возрастают экологические требования и резко снижается стоимость такого оборудования. Этому способствует и господдержка данного направления в ряде стран. Россия также втягивается в этот процесс, особенно для снабжения изолированных регионов, при том что иногда дешевле обеспечить централизованное электроснабжение.

Выводы и будущее

Рассмотренные выше некоторые основные итоги развития энергетики России в сопоставлении с мировыми тенденциями показывают, что этот процесс носит неоднозначный характер. Наряду с определенными успехами отечественной энергетики в начале XXI века имеется множество проблем (технологических, нормативно-правовых и финансово-экономических), большинство которых следовало решить еще вчера.

До сих пор нет общепринятой концепции развития энергетической отрасли. С момента появления концепции «5+5» в 1998 году идет дискуссия о роли, месте и будущем отечественной электро- и теплоэнергетики. Некоторые общепризнанные авторитеты, например, Г. П. Кутовой, считают, что формируется новая парадигма отрасли. Я также неоднократно предлагал еще раз попытаться сформировать единую (компромиссную) новую концепцию электроэнергетики на основе анализа ее функционирования за последние 20 лет и с учетом положительного опыта советского периода в рамках общероссийской дискуссии. Такая компромиссная концепция позволит сформировать обоснованную стратегию функционирования и развития электроэнергетики и соответствующие реальные программы и планы.

Обнинская АЭС — первый мирный атом

**АМ-1**

тип реактора

5 МВт

проектная мощность

06.1954–04.2002

введена в эксплуатацию

выведена из эксплуатации

Первая в мире АЭС была запущена в подмосковном Обнинске в июне 1954 года. Станция была построена всего за три года: постановление советского правительства о сооружении АЭС было подписано в 1951 году. Проектная мощность АЭС составила всего 5 МВт, но она проработала в сети «Мосэнерго» до 2002 года.

В октябре 1954 года Совет Министров СССР одобрил первую масштабную программу строительства АЭС в 1956–1960 годах. Сейчас в составе «Росэнергоатома» (электроэнергетический дивизион Росатома) 11 АЭС, включая плавучий энергоблок на Чукотке, общей мощностью 22,35 ГВт



Текст: Ольга Матвеева

Фото: Shell.com

Шельфовый ветропарк у берегов Нидерландов,
Северное море

Нефть приценивается к «зеленому»

Компании ТЭК диверсифицируют портфель инвестиций

Крупнейшие компании топливно-энергетического сектора все активнее инвестируют в альтернативные энерготехнологии, причем эти инвестиции сохраняются даже в кризисный период, в экономике времен пандемии COVID-19. Но несмотря на этот интерес, вложения в возобновляемые источники энергии (ВИЭ) пока составляют не более 15 % от общих затрат глобальных игроков ТЭК. В России развитие «зеленой» энергетики находится на начальном этапе,

и большинство национальных производителей углеводородов еще не видят за ней будущего, сомневаясь в возможности удовлетворить за счет ВИЭ растущий спрос на энергию.

В последнее десятилетие наиболее активно развивающийся сегмент глобального энергетического рынка — ВИЭ. По итогам 2019 года «зеленые» электростанции впервые обошли АЭС по объему

к **2050** году

ЕС должен стать первым «климатически нейтральным» континентом.

2,8 трлн кВт·ч.

выработка электричества на основе «зеленых» источников в 2019 году.

34,6 %

текущая доля ВИЭ в производстве европейской электроэнергетики.

569 млрд кВт·ч.

совместно выработали солнечная и ветровая энергетика в 2019 году.

€1 трлн.

планирует потратить в ближайшие 10 лет ЕС на то, чтобы полностью прекратить выбросы парниковых газов.

до **77 %**

всех инвестиций в электроэнергетику (до 15 тыс. ГВт новых мощностей) будут направлены на реализацию проектов альтернативной энергетики к 2050 году.

на **12 %**снизились выбросы CO₂ в энергетическом секторе Европы в 2019 году из-за сокращения потребления угля.

производства энергии в мире, как следует из ежегодного статистического обзора британской компании BP (Statistical Review of World Energy 2020). В отчете указывается, что ВИЭ продолжали демонстрировать рекордный рост и обеспечили большую часть прироста спроса (41 %) среди первичных энергоресурсов. Выработка электричества на основе «зеленых» источников (исключая работу гидроэлектростанций) выросла в 2019 году на 13,7 % и составила 2,8 трлн кВт·ч. При этом производство на АЭС выросло на 3,5 %, (до 2,79 трлн кВт·ч). По мнению аналитиков, к 2050 году до 77 % всех инвестиций в электроэнергетику (до 15 тыс. ГВт новых мощностей) будут направлены на реализацию проектов альтернативной энергетики. Основная часть вложений придется на солнечную и ветровую энергию.

Глобальный лидер развития альтернативной энергетики — Евросоюз. Согласно представленному в декабре 2019 года Европейской комиссией «Европейскому „зеленому“ соглашению», к 2050 году ЕС должен стать первым «климатически нейтральным» континентом. На то, чтобы полностью прекратить выбросы парниковых газов к этому времени, ЕС планирует потратить в ближайшие 10 лет €1 трлн. Уже сейчас доля ВИЭ в производстве европейской электроэнергии достигла рекордных 34,6 %. Солнечная и ветровая энергетика совместно выработали почти 18 % электроэнергии (569 млрд кВт·ч) и впервые превзошли по этому показателю сектор угольных ТЭС. Сокращение потребления угля позволило снизить выбросы CO₂ в энергетическом секторе Европы в 2019 году на 12 % —самое существенное падение как минимум за последние 30 лет.

«Озеленение» «черного золота»

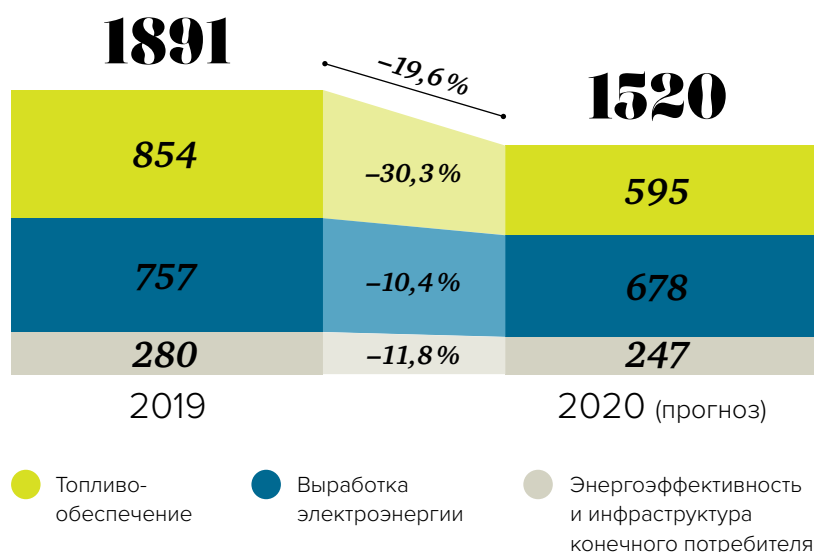
Неудивительно, что все более активными участниками процесса декарбонизации экономики становятся производители углеводородов. Таким образом международные нефтегазовые компании стремятся к диверсификации бизнеса и повышению устойчивости в условиях изменяющейся конъюнктуры рынка, отмечают в КПМГ. Лидеры по инвестициям в «зеленую» энергетику в Европе — крупнейшие игроки энергетического сектора: британские BP и Shell, французская Total, итальянская ENI, испанская Repsol и норвежская Equinor. По данным Reuters,

лидеры фокусируются на сокращении инвестиций в нефтегазовый сектор и делают ставку на возобновляемую и низкоуглеродную индустрию. Уже в 2018 году в среднем 3–5 % от общих инвестиций этих компаний приходилось на ВИЭ и смежные проекты в рамках стратегии энергоперехода.

Как отмечают эксперты КПМГ, типы проектов, в которых участвуют нефтегазовые компании, можно сгруппировать в проекты по генерации электроэнергии и проекты по новым технологиям, используемым в транспорте, в том числе развитие сферы электромобилей. Большинство игроков наращивают опыт и компетенции во всех направлениях, но фокусируются на одном или двух. Как правило, это связано с региональными особенностями их основного бизнеса. Например, для Shell и BP основной фокус — биотопливо, а также ветроэнергетика (в Европе и США), Equinor — один из лидеров по морским ветроэлектростанциям (в Северном море), Repsol, Total и ENI специализируются на солнечной энергетике (Центральная и Южная Европа). Такая стратегия, отмечают в КПМГ, позволяет компаниям становиться центрами технологических инноваций и использовать компетенции для дальнейшей географической экспансии.

Эксперты также поясняют, что среди нефтегазовых компаний не сформировалось единой бизнес-модели в направлении ВИЭ — каждая компания формирует стратегию, отражающую ее долгосрочное видение и текущее состояние основного бизнеса. К началу 2030-х годов Shell намерена стать лидером в мире электрогенерации, в том числе за счет реализации проектов ВИЭ. За счет интеграции всей цепочки

Мировые инвестиции в ТЭК, \$ млрд



Источник: МЭА World Energy Investment 2020.

создания стоимости, от генерации до дистрибуции, и предложения продуктов B2B и B2C компания планирует максимизировать возврат инвестиций. Total, напротив, придерживается модели облегченных активов (asset-light model) за счет постепенного снижения своей доли в проектах ВИЭ, начиная с этапа разработки до ввода в эксплуатацию (до 50 %).

В ближайшем будущем конкуренцию международным гигантам могут составить крупные национальные компании нефтегазодобывающих стран, которые также все более активно формируют долгосрочное видение вокруг чистой энергетики, отмечают в КПИМГ. Так, государственная компания Sonatrach в Алжире планирует активизировать свою деятельность в направлении солнечной энергетики. Азиатские компании Pertamina (Индонезия) и Sinopec (Китай) выразили готовность продолжать развитие ВИЭ. Национальная компания Омана PDO заявила, что до 20 % ее выручки через 10 лет будет формироваться из новых направлений бизнеса, таких как солнечная и ветровая энергия, а также энергия волн.

Япония также один из глобальных лидеров роста ВИЭ. Активный рост инвестиций в стране пришелся на период после аварии на АЭС «Фукусима-1», основным направлением развития стало строительство ветропарков в шельфовых водах. В то же время в США рост инвестиций замедлился ввиду смещения фокуса на развитие добычи сланцевого газа и крупные мидстрим-проекты. Американские нефтегазовые компании, в том числе ExxonMobil и Chevron, только

сейчас начинают проявлять интерес к ВИЭ и не планируют активного развития этого сектора.

Россия держится за нефть и газ

Также на начальном этапе находится развитие «зеленой» энергетики в России. Хотя страна утвердила программу поддержки ВИЭ до 2024 года и до 2050 года планируется вложить в это направление до 725 млрд руб. (в ценах 2021 года), национальные игроки сектора ТЭК не спешат делать «зеленое» направление стратегическим. По расчетам ЛУКОЙЛа, при существующей политике и действующих программах повышения топливной эффективности спрос на жидкие углеводороды продолжит расти как минимум до 2035 года (100–120 млн баррелей в сутки). На этом фоне Россия в долгосрочной перспективе обладает потенциалом увеличения производства до 600 млн тонн нефти в год уже в 2025 году, считают в нефтекомпаниях. При этом в ЛУКОЙЛе уверены, что ожидаемые темпы распространения ВИЭ и электрификации транспорта недостаточны, чтобы переломить тенденцию к росту глобальной температуры. Там поясняют, что для удержания темпов роста температуры существенно ниже 2 °С, помимо распространения ВИЭ, необходимо активно внедрять технологии улавливания, утилизации и хранения CO₂, а также изменить подход к лесоразведению и землепользованию.

В то же время ЛУКОЙЛ реализует несколько проектов в области солнечной и ветровой энергетики. Основные активы группы в области возобновляемой энергетики расположены в России (четыре ГЭС суммарной мощностью 291 МВт, выработка 1,16 млрд кВт·ч в 2018 году). Помимо этого в 2018 году ЛУКОЙЛ запустил солнечную электростанцию мощностью 10 МВт на незадействованных площадках Волгоградского НПЗ. За рубежом у ЛУКОЙЛа две солнечные электростанции на собственных НПЗ: в Румынии мощностью 9 МВт и в Болгарии мощностью 1,3 МВт. Группе также принадлежит ветроэлектростанция Land Power мощностью 84 МВт в Румынии, где действует система господдержки возобновляемой энергетики.

В свою очередь крупнейшая нефтяная компания РФ «Роснефть» считает, что возобновляемая энергетика — один из основных факторов нестабильности мировой энергетики. Как пояснил осенью прошлого года ее глава Игорь Сечин на XII Евразийском экономическом форуме, эта сфера, наравне со сланцевой добычей, по-прежнему нуждается в субсидировании и не может обеспечить стабильность поставок. В «Роснефти» уверены, что, несмотря на трудности, мировая энергетическая отрасль обладает огромным потенциалом для дальнейшего развития, при этом важно решить задачу удовлетворения растущего спроса на энергию при одновременном сокращении выбросов. «Зеленая» энергетика, несмотря на ряд достоинств, не сможет обеспечить растущие потребности общества в энергоресурсах, уверен И. Сечин. «Вряд ли человечество готово выстроить частокот из ветряных станций и обернуть землю в несколько слоев солнечных батарей», — замечал он.

В «Газпроме» также негативно относятся к развитию ВИЭ как полной замене традиционных видов топлива, уверяя, что углеродный след некоторых альтернативных видов топлива почти такой же, как у угля. «Если брать полный цикл производства ВИЭ — солнечной энергетики, то та энергия, которая нужна для разработки месторождения редкоземельных металлов, чтобы произвести эти фотоэлементы на энергоемких химических производствах и транспортировать их из Китая в Америку, суммарно получается больше, чем выработает этот элемент за весь срок своей жизни. Энергопотребление растет, оно растет где-то в Китае, а в Европе мы получаем так называемую „зеленую“ энергетику», — говорил начальник департамента 651 «Газпрома», генеральный директор ООО «НИИГазэкономика» Николай Кисленко.

В то же время в НОВАТЭКе готовы использовать альтернативные источники энергии для снижения углеродного следа от своей деятельности. Но основное направление уменьшения влияния на природу для всей нефтегазовой отрасли, наравне со снижением выбросов, — это наращивание доли добычи и использования природного газа.

Ископаемое топливо почувствовало пандемию

Новый этап развития ВИЭ в России и мире может наступить в связи с пандемией коронавируса, которая, по мнению экспертов и чиновников, изменит баланс глобального энергопотребления. Прежде всего, люди будут меньше пользоваться автотранспортом и снизят количество авиаперелетов. Как сообщал в середине июня министр энергетики РФ Александр Новак, если ранее планировалось, что к 2040 году доля углеводородной энергетики снизится с 85 % до 75 %, то сейчас прогнозы будут пересмотрены, и эта доля будет гораздо меньше. По его мнению, бурное развитие Интернета, IT-, цифровых и облачных технологий приведет к росту энергопотребления, но за счет увеличения доли «зеленой» энергетики в мировом энергобалансе. «Если ранее мы видели серьезные изменения политики в области климата, активизацию движения сторонников „зеленой“ энергетики, то сегодня эта динамика приобретает характер еще большего давления на энергетическую отрасль», — говорил он. Министр отметил, что правительства многих стран, ряд крупных энергетических компаний преумножили инвестиции в ВИЭ, отметив, что России нужно учитывать эти факторы в стратегии развития национальной энергетики.

Анализ Reuters подтверждает: пик спроса на ископаемое топливо из-за коронавируса наступит раньше, чем предполагалось, и власти ЕС по окончании пандемии и выходе экономики из кризиса будут развивать экономические стимулы для «зеленой» энергии, дабы соответствовать договоренностям Парижского соглашения об ограничении углеродных выбросов. Так же считают в Международном энергетическом агентстве (МЭА), отмечая, что

блокирующие меры привели к заметному росту использования альтернативных, низкоуглеродных источников генерации, включая ветер, солнце, гидро- и атомную энергетику. В 2020 году, по оценке агентства, их доля в выработке электроэнергии может достичь 40 %. Это приведет к снижению доли газа в электрогенерации на три процентных пункта, до минимального с 2001 года уровня. Сильнее всего пострадает спрос на уголь, ожидают в МЭА, — он снизится на 8 %; спрос на газ упадет на 5 %. Падение спроса на ископаемое топливо в 2020 году приведет также к рекордному снижению выбросов CO₂ — на 8 %.

При этом энергетические гиганты уже подтвердили, что при сокращении инвестпрограммы из-за падения цен на нефть и общей негативной ситуации на рынке не собираются снижать объем вложений в ВИЭ. Так, Shell намерена вкладывать в эту сферу \$2–4 млрд в год, BP в 2020 году сохранит запланированные расходы на низкоуглеродные инициативы в размере \$500 млн. Аналогичные заявления сделала Eni. Но при этом британская компания сократит остальные расходы на 20 %, заявил ранее финансовый директор BP Мюррей Аучинкросс. Компания подчеркивает, что пандемия укрепила стремление BP к 2050 году стать компанией с нулевыми чистыми выбросами. «По мере восстановления мира после пандемии COVID-19 мы чувствуем, что переживаем поворотный момент», — говорил в июне главный управляющий директор BP Бернард Луни. По его словам, эпидемия показала не только хрупкость нашей планеты, но и возможности экономического восстановления на основе новых, лучших подходов.

В то же время эксперты Fitch подчеркивают, что объем инвестиций крупных энергетических компаний в ВИЭ постепенно увеличивается, но остается ограниченным, и в среднесрочной перспективе вложения в «зеленую» энергетику сохранят свою «неведущую роль». Такая динамика будет сохраняться даже несмотря на дополнительные факторы, благоприятные для вложений в ВИЭ, в качестве которых выступают глобальное регулирование и давление общественности, направленные на сокращение вредных выбросов, а также желание акционеров инвестировать в последние актуальные разработки, считают в агентстве. Как подсчитало Reuters, инвестиции в ВИЭ и низкоуглеродные технологии для пяти крупнейших нефтяных компаний Европы составляют не более 15 % от общего объема инвестиций. По мнению Fitch, инвестиции в предприятия, работающие на базе ВИЭ, станут для крупных корпораций скорее инструментом хеджирования для обеспечения позиций в альтернативной энергетической отрасли, чем радикальным шагом к отходу от традиционной энергетики.

В КПМГ также уверены, что общий портфель проектов нефтегазовых компаний не претерпит кардинальных изменений в ближайшие 10–20 лет, однако считают, что к 2030 году ВИЭ могут занять до 20 % инвестиций крупнейших игроков.



Алексей Жихарев,
партнер VYGON
Consulting



Ростислав Костюк,
аналитик VYGON
Consulting

Безальтернативная энергетика в эпоху постковида

Традиционные компании ТЭК смещают акценты своих стратегий в сторону новых технологий

Ограничения, вызванные пандемией COVID-19, привели к беспрецедентному снижению спроса на энергоресурсы в мире. По оценкам МЭА, в среднем по миру оно составило 6%. Карантинные меры кардинально изменили и профиль работы энергосистем: значительная часть топливной генерации осталась невостребованной, и, как следствие, мировой спрос на газ просел на 5%, а на уголь — на 8%.

Шок для климата

Эти цифры говорят о том, что на 2020 год придется равнозначное по масштабу снижение выбросов парниковых газов. По прогнозам МЭА, эмиссия CO₂ в этом году упадет сразу на 8%, что в пять с лишним раз превысит посткризисные показатели 2008 года. Однако опыт всех предыдущих кризисов, в результате которых

наблюдалось снижение выбросов: мировые войны, Великая депрессия, нефтяной кризис 1980-х — демонстрирует резкий отскок в последующие 1–3 года. Причина — антикризисные меры, принимаемые для восстановления экономик мира.

Объем глобальных стимулов после пандемии 2020 года превысит 5% мирового ВВП. В сценарии business as usual это может отразиться двузначным приростом выбросов CO₂ в 2021–2022 годах, что станет шоком для климата. Поэтому важным требованием правительств развитых стран к антикризисным инвестициям становится долгосрочное снижение углеродного следа. В планах восстановления экономики ЕС большой акцент сделан на проектах устойчивого развития, а значит, безуглеродная энергетика опять в фокусе внимания.



Экспансия бестопливной энергетики

Падение цен на углеводороды весной 2020 года должно было подорвать интерес к новой, еще недавно называемой альтернативной, энергетике. Но сейчас, при выходе из кризиса, становится очевидно, что этот термин приобрел приставку «без»: возобновляемые источники энергии (ВИЭ) стали единственным, безальтернативным видом генерации, не потерявшим объемы выработки и получили сильнейший импульс для дальнейшего роста.

Надо отметить, что правительства и бизнесы отдельных стран еще до пандемии активно реагировали на тренд снижения спроса на углеводороды. Так, с 2015 года доля инвестиций в ВИЭ-генерацию стабильно превышает 50 % от общего объема вложений в электроэнергетический сектор; в 2019 году она выросла до 64 %. Другой важный фактор — стремительное развитие электротранспорта. За 10 лет этот рынок увеличился в 17 раз, а к 2030 году прогнозируется его 15-кратный рост.

На пороге трансформации

Наблюдая такие изменения, все больше компаний ТЭК перестраивают бизнес-модели в направлении углеродной нейтральности. Норвежская Equinor, которая до 2018 года была известна под названием Statoil, не только отказалась от архаичного «нефтяного» названия 1972 года, но и разработала стратегию десятикратного увеличения мощности ВИЭ-генерации в своем портфеле до 6 ГВт к 2026 году. Это предполагает инвестиции в объеме более €5 млрд. К 2030 году Equinor планирует сократить выбросы CO₂ на 40 %, а к 2050 году компания и вовсе станет безуглеродной.

Другая скандинавская компания, Orsted, также отказалась от названия DONG (Danish Oil and Natural Gas) и уже сегодня называет 86 % своего бизнеса «зеленым» с планами выйти на 100 % к 2025 году. Испанский нефтегазовый гигант Repsol уже имеет 1 ГВт ВИЭ-генерации и планирует дальше трансформировать свой бизнес. Компания внедряет новые энергосервисы: решения по хранению энергии, установку солнечных панелей, «умных» счетчиков и программных продуктов, позволяющих клиентам управлять своим потреблением. К 2025 году Repsol планирует повысить долю этого сегмента в общем доходе до 40 %.

Следуя долгосрочной стратегии декарбонизации, согласно которой к 2030 году планируется сокращение выбросов CO₂ на 70 %, итальянская Enel активно избавляется от угольной генерации в своем глобальном портфеле. В России компания продала угольную Рефтинскую ГРЭС и делает ставку на ветровую генерацию, в активной фазе находятся три проекта общей мощностью более 360 МВт. Французская группа Total присматривается к рынку СНГ и уже инвестирует в 100 МВт солнечной генерации в Узбекистане.

Отдельного внимания, конечно, заслуживает кейс Саудовской Аравии. Будучи одним из мировых лидеров по запасам нефти, страна приняла решение увеличить долю ВИЭ в своем энергобалансе до 50 % к 2035 году. Для того чтобы достичь этой амбициозной цели, к текущим 5 ГВт ВИЭ-генерации за следующие 15 лет добавится еще более 50 ГВт.



Россия только в начале пути

Российские власть и бизнес пока относят стремительное развитие безуглеродной энергетики к вызовам для энергетической безопасности и называют углеродные пошлины протекционизмом. Но консервативные российские нефтегазовые компании уже начинают рассматривать «зеленые» инициативы в качестве бизнес-идей. Вложениями в ВИЭ-генерацию уже отметились «ЛУКОЙЛ» и «Газпром нефть». При этом «ЛУКОЙЛ» стал первой и пока единственной отечественной нефтяной компанией, которая проинвестировала в солнечную генерацию на оптовом рынке. Проект на 10 МВт в Волгоградской области, возможно, не выглядит впечатляюще в сравнении с достижениями зарубежных компаний-аналогов, но его можно назвать знаковым в определении долгосрочной стратегии «ЛУКОЙЛа» в данном сегменте.

«Газпром нефть» только присматривается к оптовому и розничным рынкам электроэнергии, отрабатывая свои компетенции и тестируя эффективность разных решений на проектах, направленных на энергоснабжение собственных предприятий. Компания уже успешно эксплуатирует 1 МВт солнечных панелей на Омском НПЗ, что обеспечивает снижение углеродного следа на 5 тыс. тонн в год. На ямальных месторождениях компании проходят испытания гибридные ветро-солнечные установки с использованием накопителей энергии.

Вызовы равны возможностям

К трендам мировой энерготрансформации стоит относиться как к возможностям, а не как к вызовам. За счет энергоперехода в мире формируется огромный рынок, где востребованы не только новые виды генерирующего оборудования, но и технологии повышения надежности и гибкости энергосистем, а также решения для управления потреблением. Спрос в этом сегменте на государственном уровне гарантирован Парижским соглашением, а на уровне бизнеса — четкими обязательствами соответствовать принципам устойчивого развития на долгосрочном горизонте.

В России интерес к сектору «зеленой» энергетики, в том числе со стороны госкомпаний, пока только набирает обороты и не приобрел статуса национальной идеи. К сожалению, в плане восстановления российской экономики после пандемии не нашлось места ни «зеленой» энергетике, ни электромобилям или системам накопления энергии. Это говорит о том, что стадия анализа ситуации пока далека от стадии принятия.

Ампером общим не измерить

Сможет ли российская энергетика плыть поперек мировой моды

Несмотря на стабильный рост возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в мире, российская энергосистема, как и 10, и 20 лет назад, основана на крупных газовых и угольных ТЭС, гидрогенерации и атомной энергетике. Создает ли этот консервативный сценарий развития серьезные риски для будущего отрасли?

Практически все эксперты, участники рынка, чиновники обычно говорят о том, что в России последние тенденции мировой энергетики приживаются плохо. «Зеленая» энергетика (в современном понимании этого термина — то есть солнечные и ветровые станции с некоторой добавкой совсем уж экзотических источников энергии вроде биотоплива) присутствует в России в следовых количествах. Распределенная энергетика, например, строительство малой генерации небольшими потребителями без подключения к сети, — тоже не самое распространенное явление. Или, допустим, просьюмеризация — режим работы «домашней» генерации, когда солнечная панель в хорошую погоду сбрасывает излишки киловатт-часов в энергосистему, а ночью домохозяйство, наоборот, забирает энергию из сети. И это тоже для нас экзотика, тогда как для ряда стран Европы — уже типичный случай. Есть еще, например, цифровизация, о которой в России активно говорят уже несколько лет. Тут, впрочем, кое-что делается, все-таки это элемент государственной политики.

Однако мне кажется: внимательный наблюдатель, следивший за развитием российской электроэнергетики в последние 15–20 лет, не удивится тому, что у нас эта отрасль развивается не так, как в других странах. Более того, этот наблюдатель, пожалуй, затруднился бы назвать тот фактор, который у нас «как везде». Ну, кроме, пожалуй, принципов электродинамики: правило буравчика и закон Ома для участка цепи в России вряд ли иные, чем в Австралии или Америке.

Несколько примеров. С конца нулевых в России основное энергостроительство в генерации сконцентрировалось на крупных парогазовых установках (ПГУ). Это своего рода технологическая вершина

теплоэнергетики: комбинация газовой и паровой турбин, дающая при выработке электроэнергии КПД около 55% (в отдельных случаях инвесторы заявляли даже о почти 60%). С этим, правда, мы опоздали: в других странах ПГУ массово ставили еще в конце XX века. В итоге Россия в 2010-х годах оказалась по сути якорным заказчиком для крупных иностранных поставщиков газовых турбин большой мощности.

Еще один пример — выход российской атомной отрасли в неоспоримые мировые лидеры. Некогда мощные конкуренты из США и Франции в 2010-х годах окончательно остались где-то в прошлом, Westinghouse просила о защите от банкротства, а великой когда-то Aegva и вовсе уже нет. \$130 млрд зарубежных заказов Росатома на сооружение АЭС — факт, которым можно заслуженно гордиться. Но при этом найти аналог хотя бы попыток такого развития за рубежом не удастся: наиболее близкий случай бурного развития мирного атома — КНР, но китайцы, хотя и имеют международные амбиции, пока строят АЭС для себя, почти не выходя за границу.

Российский энергорынок, созданный в конце 2000-х в ходе реформы РАО «ЕЭС России», тоже мало похож на зарубежные. Чего стоит одна цена на мощность — фиксированный платеж, который получает любая отобранная рынком электростанция независимо от того, работает она или весь год ждет команды на экстренное покрытие энергодефицита в случае форс-мажора. Если генерация включилась — за реально поставленную электроэнергию платят отдельно. За рубежом такая схема есть, но встречается нечасто. У нас же схему вполне ожидаемо применили для ручного регулирования рынка: повышенная цена на мощность дает возможность ускорить возврат инвестиций или, например, держать заниженные тарифы на не входящем в рынок Дальнем Востоке.

Социальные тарифы для населения. По счетчику в квартире или частном доме мы платим по-прежнему значительно ниже себестоимости, что для мировой практики не типично. Разницу

энергетикам покрывает промышленный потребитель. Это не мешает, конечно, людям жаловаться на то, что тарифы на электроэнергию растут, хотя, по моему опыту, что в Москве, что в регионах на прямой вопрос: «Какой у вас тариф за киловатт-час?» — с точностью хотя бы до 10 копеек способен ответить разве что каждый десятый.

Примеры можно множить. Например, попробуйте найти в мире Единую энергосистему такого масштаба — от Мурманска до Владивостока. Или, допустим, взять типичную для Европы или Америки систему балансирования энергорынка, когда в зависимости от ценовой конъюнктуры на уголь и газ включаются ТЭС на том или другом топливе, и применить к отечественной ситуации. Любой энергетик скажет, что к востоку от газа Западной Сибири все работает на угле, а к западу от Урала — на газе, и любая угольная станция на Русской равнине — это потенциальный убыток.

Стоит ли удивляться тому, что и новейшие мировые тренды проходят, кажется, мимо нас, задевая Россию по касательной. Вот, допустим, считается, что в развитых странах старт буму ВИЭ дал рост экологических настроений в обществе: массовый избиратель стал внимательно прислушиваться к риторике «зеленых» и поддержал идею того, что впоследствии стало называться энергетическим переходом. В итоге население поддержало и «зеленые тарифы», и налоговые льготы для возобновляемой генерации.

Отечественная история ВИЭ шла по принципиально иному пути. Общественной поддержки у «зеленой» генерации по сути не было: судя по соцопросам, массовый потребитель в России до последнего времени был озабочен чем угодно, только не вопросами защиты окружающей среды, а об угрозе потепления было принято говорить как о недоказанной гипотезе на грани конспирологических фантазий. В итоге программу поддержки строительства ВИЭ в начале 2010-х годов в основном лоббировал ряд инвесторов, заинтересованных в создании отечественного рынка для своих технологических решений. Лишь потом, когда механизм гарантированного возврата инвестиций в «зеленые» мощности был создан, в отрасль потянулись крупные энергокомпании.

Впрочем, если говорить о ситуации с ВИЭ, принципиально картина так и не поменялась. Бума строительства «зеленой» генерации вроде европейского в России так и не случилось, и, кажется, все держится пока на пролоббированных механизмах повышенных платежей для ВИЭ. Возможно, увеличилась общественная поддержка ВИЭ, и публика уже гораздо активнее интересуется экологической проблематикой. Но кто знает, как ответит массовый потребитель на предложение заметного повышения цен на электроэнергию ради заботы об окружающей среде.

Массового интереса промышленных инвесторов или компаний ТЭК к безуглеродным энерготехнологиям также не видно. Российские металлурги

и нефтегазовые компании говорят, как правило, либо о «зеленых» проектах за рубежом, либо о крайне малоэффективной генерации, либо вообще проявляют скепсис относительно мирового бума ВИЭ. Хотя в целом инвестировать в электроэнергетику при необходимости промышленность может, рассматривать солнечные панели или ветряные электростанции бизнес готов далеко не в первую очередь.

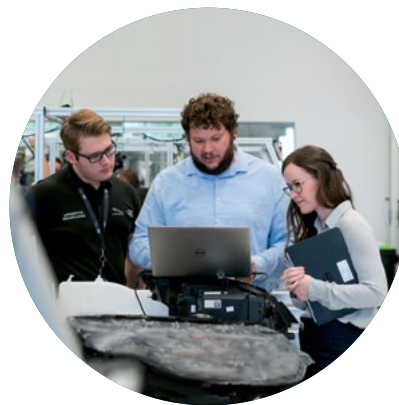
В связи с этим возникает вопрос: а сможет ли российская энергетика задержаться в своем умеренно консервативном варианте? С одной стороны, до сих пор идти собственным путем ей вполне удавалось. Этому способствует то, что электроэнергетика вообще одна из наиболее «естественно изолированных» отраслей. Она — в российском варианте — крайне мало зависит от экспорта и импорта. Трансграничные поставки электроэнергии относительно невелики и имеют тенденцию к снижению, импорт топлива России не грозит, и единственное, что мы ввозим — это ряд позиций технологической номенклатуры.

Россия — не единственная страна и даже не единственная крупная страна в мире, которая по тем или иным причинам плетется в хвосте глобальной моды на декарбонизацию. Вот, например, Индонезия, население которой превышает российское в полтора раза, в 2019 году имела всего 76 МВт ветрогенерации и 198 МВт солнечных электростанций (здесь и далее статистика International Renewable Energy Agency — IRENA). Или Аргентина — 441 МВт СЭС и 1,6 ГВт ветряков. Иран, который, как и Россия, является крупной нефтегазовой державой, построил к 2019 году скромные 302 МВт ветрогенерации и 367 МВт солнечных станций, зато активно развивает атомную энергетику. Правда, если сравнивать Россию с самыми крупными державами — от США и Китая до Италии, Бразилии или Австралии, — то окажется, что мы по «зеленой» мощности уступаем значительно больше (но это без учета больших ГЭС и безуглеродных АЭС — тут нам есть чем похвастаться). Так что найти примеры консервативных энергорынков, далеких от «зеленой» моды, можно без особого труда.

Однако есть несколько рисков, которые стоит рассматривать всерьез. Например, проигрыш ценовой конкуренции: если вдруг «зеленая» энергетика станет значительно дешевле, чем традиционная, и крупная российская индустрия из-за этого окажется в худшем положении, чем ее аналоги за рубежом. Правда, такой сценарий не выглядит вероятным в близком будущем. Еще один вариант: введение каких-либо международных запретов или эмбарго на «недостаточно зеленую» продукцию. К примеру, штрафная надбавка к цене металлов, экспортируемых из стран, отстающих в части следования моде на безуглеродное. Такие санкции выглядят реальными: европейская идея ввести дополнительные платежи для авиакомпаний за выбросы парниковых газов — это практически то же самое. Есть и другие варианты, близкие к торговому эмбарго, такие, как игры с условиями предоставления кредитов, когда более низкую ставку получает послушная компания, исправно покупающая «зеленую» выработку.

Предприниматель vs управленец

Федор Буйновский о том, почему технологический бизнес должен быть действительно бизнесом



Смена технологических укладов в развитии человечества, видимо, не может происходить только за счет правильного управления НИОКР. Для того чтобы развитие инноваций не свелось к процессу ради процесса, нужен способ измерить их эффективность. И пока для этой оценки ничего лучше банальной прибыли человечество не придумало.

Как будет меняться технологический ландшафт, ученые уже предсказывают. Образ будущего давно сформирован: искусственный интеллект, Интернет вещей, глобальная цифровизация, новые материалы, декарбонизация энергетики и многое другое, о чем пророчествуют разного рода футурологи. Следующим поколениям, видимо, даже удастся увидеть воплощение всех этих прогнозов. Так, Юваль Ной Харари в своем труде «Номо Деус. Краткая история человечества» пишет, что к 2200 году человечество одолеет смерть. Реймонд Курцвейл, один из топ-менеджеров Google, считает, что мы достигнем бессмертия значительно раньше — уже к 2050 году.

Так что о том, что нас ждет в плане научно-технологических новаций, мы пусть смутное, но представление имеем. Однако есть куда более интересный вопрос, на который нам предстоит ответить. Это вопрос не о том, что нас ждет, а как достичь нового технологического будущего.

Для начала немного истории. Один из ярких представителей австрийской экономической школы Людвиг фон Мизес в своем фундаментальном труде «Человеческая деятельность» писал о природе предпринимательской деятельности следующее: «Как и любой действующий человек, предприниматель — всегда спекулянт. Он имеет дело с неопределенными обстоятельствами будущего. Его успех или провал зависят от точности предвосхищения неопределенных событий. Если он не сможет понять, чего следует ждать, то он обречен. Единственный источник, из которого возникает

предпринимательская прибыль, — его способность лучше, чем другие, прогнозировать спрос потребителей». В том же труде Л. фон Мизес описывает функцию управленца: «Управленческая функция всегда подчинена предпринимательской. Она может освободить предпринимателя от части второстепенных обязанностей, но никогда не заменит предпринимательства. Предприниматель управляет факторами производства; именно это управление приносит ему прибыль и убыток. Управляющий при любых обстоятельствах заинтересован в успехе той части дела, которая поручена его заботам. Но управляющий не может нести ответственность за убытки. От убытков страдает лишь владелец используемого капитала».

Таким образом Л. фон Мизес, который, кстати, после переезда в США стал идеологом предпринимательского класса этой страны, заложил основы философии ведения эффективного бизнеса. Руководствуясь его идеями, американские компании стали занимать ведущие места в мире по ряду технологических направлений.

В 1953 году на исследования и разработки в США было израсходовано всего \$5,4 млрд, из них \$2,2 млрд — промышленностью, то есть бизнесом. К 1961 году общая сумма расходов достигла \$14 млрд, из них промышленность потратила \$4,5 млрд. Включая средства, ассигнуемые правительством, доля промышленных исследований и разработок составляла три четверти всего годового объема инвестиций, направлявшихся в США на исследовательские работы. Остальная часть фондов расходовалась на исследовательскую работу, которую вели непосредственно правительство, колледжи, университеты и другие организации, не преследующие цели получения прибыли. В 2013 году Россия на НИОКР потратила \$24,8 млрд, США — \$396,7 млрд, Китай — \$290,1 млрд.

Очевидно, что предприниматели, стремясь к получению прибыли, заинтересованы

в разработке конкурентоспособных технологий, которые эту прибыль могут им принести. В отличие от управленцев, они несут всю полноту ответственности за результат. В России, к сожалению, предпринимательская культура находится в зачаточном состоянии. Наше государство унаследовало многое от СССР, где предпринимательской культуры не было, а было только централизованное госуправление. Промышленность не была ориентирована на получение конкурентных технологий. Таким образом в России предпринимателей победили менеджеры, которые ничем не рискуют, кроме своего KPI. Однако сегодня идет конкуренция на уровне смены технологических укладов. Мы либо перейдем вместе с развитыми странами в дивный новый мир, либо останемся в прошлом.

Как показывает практика, государственные средства, выделяемые государственным компаниям, управляемым государственными менеджерами, зачастую используются неэффективно. Процесс ради процесса подменяет ориентацию на результат. А результат может измеряться только экономическими инструментами: компании либо терпят убытки, либо получают в свое распоряжение новые технологии и, как следствие, прибыль. Чтобы руководствоваться этим нехитрым принципом, нужны эффективные кадры, технологические предприниматели с современным, отвечающим новому времени образованием. Без них добиться результатов в области новых технологий невозможно.

Без людей с талантами к технологическому предпринимательству эта задача трудновыполнима, но атомная отрасль всегда славилась умением решать невыполнимые задачи. В конце концов, Петр Леонидович Капица, Лев Давидович Ландау и Юлий Борисович Харитон учились и работали в Кембридже, а это было лучшее и самое современное научное и образовательное учреждение. Посмотрим, что получится на этот раз.

№6 Июль

Тема следующего номера

Транспорт и логистика

Как меняются глобальные
транспортные потоки и почему
этот бизнес может быть
привлекательным в XXI веке

