

энергетика

Уголь угля

Долгосрочный прогноз спроса на энергетический уголь продолжает ухудшаться по мере того, как все больше стран объявляют о намерении полностью отказаться от угольной энергетики. При этом, как показывает практика нынешнего года, к европейскому авангарду начинают присоединяться и менее богатые страны. Но будущее угольной энергетики все еще за Индией и Китаем, крупнейшими потребителями угля. Обе страны заявляют честолобивые параметры энергоперехода, но продолжают развивать свои угольные мощности. Для России понимание перспективного спроса на уголь принципиально важно, так как от него зависят не только планы угольных компаний, но и масштабные инвестиции в инфраструктуру. Впрочем, порой на спрос влияют ситуационные факторы, отклоняющиеся от макротенденций.

— угольная промышленность —

К углеродной нейтральности

В 2020 году, по октябрьскому прогнозу Международного энергетического агентства (МЭА), мировое потребление угля по итогам года сократится на 7%. Тому виной как пандемические факторы и общее снижение энергопотребления, так и сокращение спроса на выработку угольных станций по экологическим соображениям. К 2030 году, по оценкам агентства, потребление угля в странах Евросоюза сократится на 60% относительно уровня 2019-го — главным образом за счет энергетики.

Прогнозы потребления угля энергетикой становятся все больше пессимистичными по мере того, как все больше и больше стран отказываются от угольной генерации или обозначает курс на отказ. В 2016 году угольные станции остановила Бельгия. В 2021-м их собираются закрыть Португалия, Словакия и Франция останавят свою угольную генерацию к 2023 году, Австрия, Ирландия, Италия — к 2025-му. Финляндия собирается закрыть свои станции к маю 2029 года, Голландия — к его концу, Дания и Венгрия — к 2030-му, Германия, один из крупнейших европейских производителей угля, — к 2038-му, а Испания — к 2030–2040 годам.

По словам главы МЭА Фатиха Бироля, в 2025 году ВИЭ «станут крупнейшим источником производства электроэнергии в мире, что положит конец доминированию угля как основного источника производства электроэнергии на протяжении пяти десятилетий». На ВИЭ будет приходиться треть мировых поставок электроэнергии, добавил он.

Бедненько, но чистенько

В качестве аргумента в пользу необходимости угольной генерации часто используется тезис о том, что уголь — топливо неумиущих. Его запасы есть во многих странах, в том числе и в тех, которые не могут себе позволить дорогостоящие ВИЭ, но нуждаются в банальной электрификации: значительная доля населения живет без света.

Но в нынешнем году об энергопереходе заговорили и те страны, которые трудно причислить к богатым. Вьетнам объявил о сокращении мощности тепловых станций — на 8,76 ГВт к 2025-му и на 6,34 ГВт к 2030 году — с частичным замещением их возобновляемой энергетикой. Индонезия, один из крупнейших производителей и экспортеров угля, в начале года заявила, что будет замещать «зеленой» мощностью угольные станции старше 20 лет. А в декабре к «отказникам» присоединился Пакистан. Премьер-министр страны Имран Хан заявил, что в рамках климатической повестки его администрация не будет утверждать новые проекты по выработке электроэнергии на основе угля. Он сообщил, что страна уже свернула два угольных проекта мощностью 2,6 ГВт, планируя заместить их гидрогенерацией. По его словам, к 2030 году 60% всей энергии, вырабатываемой в Пакистане, планируется производить за счет ВИЭ, а доля электротранспорта достигнет 30%.

Большой уголь

Тем не менее на угольную генерацию все еще приходится около 38% мировой выработки электроэнергии, объявлено более 1 тыс. новых угольных проектов, в первую очередь в Китае и Индии. Будущее угольной генерации — за этими двумя странами, и обе занимают неоднозначную позицию по этому вопросу.

Индия еще пять лет назад заявила об энергопереходе, пообещав построить 175 ГВт возобновляемой мощности к концу 2022 года (при достижении к тому же моменту полной обеспеченности домохозяйств электроэнергией) и увеличить к 2030-му долю неуглеводородной энергетики в установленной мощности до 40%. В текущем году страна взяла на себя еще более серьезные обязательства, объявив, что к 2030 году планирует построить 450 ГВт возобновляемой мощности, и к этому сроку на неуглеводородные источники будет приходиться уже 60% в установленной мощности. Страна за последние 18 лет вывела из эксплуатации 164 угольных энергоблока на 14,1 ГВт, на очереди еще 34 блока на 5,1 ГВт.



Европейский тренд на отказ от угольной генерации обусловил снижение долгосрочного прогноза спроса на уголь

Но, несмотря на высокие планы, да и реальные, темпы наращивания объемов «зеленой» выработки, страна продолжает активно развивать угледобычу и угольную генерацию — на нее сейчас приходится 55% установленной мощности, или 205,9 ГВт. Так, для стимулирования восстановления экономики после COVID-19 правительство страны решило допустить частных инвесторов в угольный сектор, который был национализирован в 1970-е и в основном находится в ведении государственной Coal India Ltd (CIL). Летом правительство объявило аукционы по 38 участкам, инвесторы были найдены для 19 из них, и большинство заявок подала Adani Group — крупнейший частный владелец тепловой энергетики и угольный трейдер. Как сообщает Argus, на данный момент 75% всей электроэнергии в стране вырабатывается на угле и в сентябре выработка ее после шестимесячного спада обогнала показатели того же месяца 2019 года. CIL, владеющая 463 угольными энергоблоками, планирует за ближайшие пять лет открыть 55 новых угольных разрезов и расширить 193 имеющихся.

Столь же неоднозначны планы Китая с его 1,01 тыс. ГВт установленной мощности угольной генерации и 65% долей угля в выработке. С одной стороны, еще в 2015-м Китай пообещал снизить к 2030 году углеородность промышленности на 60–65% к уровню 2005-го. К 2030 году 20% электроэнергии должно поставляться из низкоуглеродных источников. Пик выбросов должен быть достигнут до 2030 года, а, как сообщил в сентябре председатель Си Цзиньпин, углеродная нейтральность — к 2060-му.

С другой — не далее как этим летом сообщалось, что в Китае в той или иной стадии проработки находится строительство 250 ГВт угольных станций, что больше, чем вся существующая угольная генерация США. Из них проекты на 40 ГВт были заявлены с начала года. При этом КИУМ уже действующих станций низкий — ниже 50%. Китай даже ввел «систему

светофора» для новых проектов строительства угольных станций: энергосистемы провинций, регионов и муниципалитетов ранжируются по объему прогнозного резерва в 2023 году на красные, оранжевые и зеленые, и в зависимости от этого инвестпроект следует одобрить или отклонить.

Какими будут планы Китая, станет отчасти понятно в начале 2021 года, когда примут план на 14-ю пятилетку (2021–2025). Детализированные отраслевые планы ожидаются на рубеже 2021–2022 годов, и в них, по мнению аналитиков, будет прояснена позиция страны как по энергопереходу, так и по поддержанию энергетической безопасности за счет развития угольной генерации.

Экспорт и инфраструктура

Глобальное состояние угольной энергетики имеет первостепенную важность для России, третьего по величине экспортера энергетического угля в мире (после Австралии и Индонезии). Причем важно его понимание не только для формирования планов по добыче, но и для планирования развития инфраструктуры. В силу геологических и исторических факторов основной регион — экспорт угля — это Кузбасс, расположенный предельно неудобно с точки зрения вывоза из него груза морем и равноудаленный от всех портов. Следовательно, для наращивания экспорта необходимо развитие железнодорожной инфраструктуры, для нее, в свою очередь, — строительство энергетической инфраструктуры, увеличение мощности терминалов и т. д. Таким образом, корректная оценка перспектив экспорта угля имеет принципиальное значение для понимания сроков и объемов крупных государственных инвестиций, исчисляющихся триллионами рублей.

Вес 2018 год цены на энергетический уголь держались на высоком уровне, стабильно превышая \$100 за тонну на восточном направлении (FOB Восточный) и приближаясь к этой отметке на европейском (\$92–96 FOB порты Северо-Запада). На фоне высоких цен и роста экспорта Минэнерго работало над программой развития угольной промышленности до 2035

года, в которой преобладали оптимистические настроения, хотя утверждена она была только в июне 2019-го, когда цены резко упали (на 33%, до \$74, FOB Восточный и на 50%, до \$46, FOB порты Северо-Запада к июню 2018 года). Новая программа предполагала взрывной рост добычи и экспорта угля, в том числе энергетического. Так, в зависимости от сценария к 2025 году добыча энергетического угля должна была вырасти на 2–53% к факту 2018 года, экспорт — на 11,5–81%.

Между тем неблагоприятные тенденции на рынке уже стали сказываться на физических объемах. Железнодорожная погрузка угля, стабильно прираставшая в 2017–2018 годах, во второй половине 2019-го перестала соответствовать темпам прошлых лет и резко обвалилась в декабре, дав по году снижение на 0,8%. В начале 2020 года спад углубился: в январе он составил 10,8% и до мая держался на уровне более 10% (в марте и мае — 13,6% и 13,2% соответственно).

С падением потребления электроэнергии на фоне локдаунов цены на энергетический уголь продолжили падение, особенно в Европе, что усугубило тенденцию последних лет к развороту грузопотока в восточном направлении. Дно было достигнуто в мае: энергетический уголь FOB Рига упал до \$41 за тонну. С целью поддержки угольного экспорта в условиях пандемии ОАО РЖД с марта дало максимальную скидку в 12,8% на отправку угля на порты Юга и Северо-Запада (по Северо-Западу осенью она была отменена). Восточное направление оставалось рентабельным.

Спрос на мощности Восточного полигона, и без того ажиотажный, стал настолько высоким, что государство полностью пересмотрело порядок доступа к ним. В текущем году были приняты поправки к правилам недискриминационного доступа к железнодорожной инфраструктуре, вводящие приоритет для разных типов грузов на БАМе и Транссибе. Экспорт угля в полугонах идет предпоследним по очереди. Внутри угольного экспорта кузнечная квота распределяется так, чтобы стимулировать вывоз угля не на восток — половина квоты зависит от того, сколько вывозил экспорт в менее популярных направлениях. Новая система заработала в августе.

При этом и в 2020-м действует, и в 2021 году будет действовать отдельное соглашение между ОАО РЖД и Кузбассом о фиксированных объемах вывоза угля. В 2020 году на восток должны проехать 53 млн тонн угля на экспорт и 3,55 млн тонн во внутрироссийском сообщении. ОАО РЖД, не добившееся от Кузбасса выполнения встречных гарантий по поставкам на Северо-Запад, не хотело возобновлять договор с Кузбассом в 2021 году, но правительство решило иначе. Договор все же будет, но без увеличения объемов поставки на Восток на 5 млн тонн и более, как предлагал губернатор Кузбасса Сергей Цивилев.

При этом угольщики настаивают на скорейшей модернизации БАМа и Транссиба: освоение средств на стройку и в 2019-м, и в 2020-м отстает от плана, хотя инвестпрограмма

на этом направлении не урезается. Рабочая группа Госсовета по энергетике, председателем которой является господин Цивилев, в сентябре рекомендовала ОАО РЖД взять на себя обязательства по достижению Восточным полигоном к 2030 году провозной способности 260–280 млн тонн (сегодня — 124,9 млн тонн).

Но сверхоптимистичные прогнозы экспорта, закрепленные в программе развития угольной промышленности, уже подвергаются пересмотру. Минэкономки 26 сентября опубликовало обновленный социальное-экономический прогноз на 2021–2023 годы, предполагающий гораздо более консервативные показатели добычи и экспорта угля. Если макропрогноз 2019-го предполагал, что добыча будет поступательно расти на 2,2–3,4% в год, до 510 млн тонн в 2024 году, то, по новым оценкам министерства, в 2020 году добыча упадет на 10,5%, до 395 млн тонн, в 2021-м — на 1,1%, в 2022-м — на 0,3%, в 2023-м покажет нулевую динамику. В целом за период с 2019 по 2023 год она снизится на 11,8%, до 387,4 млн тонн.

Ценовые нюансы

Тем не менее, хотя долгосрочные тенденции на рынке энергетического угля не внушают оптимизма, цена на сырье подвержена влиянию многих сторонних факторов, которые порой обеспечивают ее рост, вопреки общему тренду. Так, например, в июне произошла крупная авария: рухнул мост через реку Колу, по которому двигались крупные объемы угля СУЭК (около 18 млн тонн в год) на Мурманский морской торговый порт. В результате цена на энергетический уголь CIF ARA подскочила больше чем на 20%.

Или, например, осенью Китай вошел в конфликт с одним из крупнейших поставщиков сырья — Австралией. После того как австралийцы выступили за тщательное изучение причин и процесса распространения эпидемии коронавируса, КНР применила к ним широкий спектр торговых ограничений. И в октябре в портах Китая вместе с судами и командами застрял угольный груз стоимостью около \$500 млн — КНР не принимала австралийский уголь. В середине декабря Государственный комитет по реформам и развитию КНР фактически формализовал запрет, дав добро китайским энергокомпаниям на импорт угля без таможенных ограничений из любых локаций, кроме Австралии, в том числе из России. В результате цена FOB Восточный за неделю с 4 по 11 декабря ценой FOB Восточный на энергоуголь 6 тыс. ккал подскочила на 12%, с \$68,7 до \$77 за тонну, на 5,5 тыс. ккал — на 6,6%, до \$65,8 за тонну. Российские компании уже объявили об увеличении поставок в Китай — впрочем, прежде всего речь идет о коксующемся угле, спрос на который формирует металлургия, а не энергетика. Тем не менее ситуационные факторы, и особенно поведение таких гигантов, как Китай, могут оказывать серьезное влияние на спрос на уголь, не увязанное с перспективами его основного потребителя — угольной энергетики.

Наталья Семашко

«Процесс, который инициировала Европа, к счастью, необратим»

— возобновляемая энергетика —

Потребители от этого точно не проигрывают, поскольку на протяжении 15 лет договора общая оплата снижается. Но при этом не возникает дополнительной нагрузки на инвесторов — они и так в этом году столкнулись со сложностями, которые отразились и на затратах, и на привлечении финансирования. — **Но потребители тоже столкнулись с трудностями.** — Да, абсолютно точно, этого никто не оспаривает. Но это не значит, что убытки или банкротство инвесторов в ВИЭ-генерацию как-то поправят эту ситуацию.

— **Потребители критикуют механизм поддержки ВИЭ через ДПМ, поскольку у возобновляемых источников энергии по определению не может быть фиксированной мощности. Согласны ли вы с этой критикой?**

— Таковы реалии нашего рынка. К сожалению или к счастью, на нашем рынке есть только один инструмент, который гарантирует доходность, — это ДПМ. Если детально рассматривать именно ДПМ ВИЭ, то все-таки он серьезно отличается от ДМП для тепловой генерации. Тепловая генерация получает 100% своего платежа за мощность, даже если по каким-то причинам работает с низким КИУМ, например ниже 10%. С возобновляемой энергетикой несколько другая история: получить 100% своего

платежа можно только в том случае, если станция выполняет ряд требований, в том числе по уровню загрузки. Если объект не выполнил нормативные требования, то он либо совсем не получит свой платеж за мощность, либо получит его в меньшем объеме. Здесь все-таки рыночная справедливость присутствует. Другим важным отличием от теплового ДПМ является применение требований по локализации: для объектов ВИЭ-генерации они составляют не менее 65%, а после 2025 года ожидается дополнительное повышение — до 85–90%. Также на втором этапе программы мы полностью переходим на распределенную во всем мире модель отбора и оплаты проектов ВИЭ по одноставочной цене. Сам по себе инструмент ДПМ сохраняется. Поэтому оплата мощности и на втором этапе тоже сохранится, но будет еще больше привязана к объемным показателям выработки электроэнергии.

— **А инвесторы могли бы предложить какие-то новые формы поддержки?**

— Если говорить о программе в рамках оптового рынка, то новый инструмент, спроектированный для второго этапа, вполне отвечает всем текущим реалиям. По новым правилам объем оплаты электроэнергии или уровень возврата инвестированного капитала будет напрямую и четко зависеть от объема выработки электроэнергии. Цена за мощность становится плавающей: она зависит от ежемесяч-

ных показателей. Она будет пересчитываться в зависимости от эффективности работы каждой отдельной электростанции по факту. На мой взгляд, этот инструмент уже достаточно сбалансирован.

Конечно, мы можем обращаться к каким-то дополнительным производным инструментам. В частности, мы говорим про «зеленые» сертификаты. Многие участники рынка, в том числе потребители, почему-то рассматривают этот инструмент как сверхприбыль для объектов ВИЭ-генерации и считают, что ее надо исключать из платежа по ДПМ. Но они не учитывают того, что возможность получения дополнительной прибыли будет уже учтена в заявках на конкурсных отборах. Точно так же, как это происходит на отборах программы модернизации старых ТЭС: инвестор, подавая заявку на отбор по тепловой генерации, предусматривает эффекты от дополнительной заработка на рынке тепла. Инвестор в ВИЭ, формируя заявку на конкурсный отбор, тоже сможет учесть возможную прибыль от продажи зеленых сертификатов. Я здесь вижу совершенно нормальную комбинацию. Считаю совершенно неуместным усложнять механизм требованиями дальнейшей корректировки платежа за мощность на тот объем выручки, которую объект получит за продажу сертификатов. Данный сегмент рано или поздно будет востребован и сыграет немаловажную роль в доходности инвестпроектов ВИЭ.

— **Но как выручка от сертификатов будет учитываться в доходах уже работающих электростанций?**

— Здесь ситуация сложнее — для построенных проектов это будет дополнительная прибыль. Думаю, нет сомнений, что инвестор будет готов пересматривать свои показатели по ДПМ. Но здесь важно принять взвешенное решение. Основной объем денежного потока инвестора идет на погашение банковских кредитов. Для инвестора параметры оплаты мощности — это обеспечение исполнения обязательств по кредиту. По сути, у банка в залоге будущая выручка инвестора, и банк ориентируется на цену за мощность. В этой ситуации необходимо предусмотреть адекватный механизм учета дополнительной выручки от сертификатов и при этом сохранить мотивацию инвесторов ВИЭ к их выпуску и дальнейшей продаже. Когда инвестору предлагают продать сертификаты, но затем изъять весь объем денежных средств, то мотивация пропадает. Наше предложение: если и изымать выручку от продажи сертификатов, то не 100%, а, например, 80% или 90% — тогда дополнительная волокита не будет бессмысленной. Альтернативный вариант: не гоняться за этой дополнительной прибылью держателей ДПМ ВИЭ, а просто по умолчанию передавать каждому потребителю право на какой-то объем сертификатов.

— **Программа ДПМ ВИЭ все равно не позволит существенно уве-**

личить долю «зеленой» мощности и выработки в РФ. В чем основная проблема медленного развития?

— Первая причина — это все-таки более высокая стоимость электроэнергии от ВИЭ на старте программы в 2013 году. Первые конкурсные отборы проходили для СЭС с ценой более 20 руб. за 1 кВт•ч, а для ВЭС — больше 12–13 руб. Только по мере развития механизма и рынка мы увидели снижение конечной цены в два-три раза. Сейчас эта проблема уходит.

Другая проблема: сама отрасль электроэнергетики довольно инерционна и не готова к быстрым изменениям технологического уклада. Костяк энергосистемы составляет традиционный набор технологий, существующий последние 60–70 лет: АЭС, большие ГЭС, большие ТЭС и ТЭЦ. Чтобы заставить и регулировать спрос на электроэнергию. Темпы развития ВИЭ достигают максимальных значений именно в тех странах, где рост спроса на электроэнергию находится на достаточно высоких уровнях. Основное преимущество ВИЭ-генерации — скорость строительства. ВЭС и СЭС строятся за один год, тогда как тепловая или атомная генерация строится от трех до десяти лет. Но у нас такой проблемы нет: в России, наоборот, идет торжественное темпов роста спроса в системе. Благодаря первой программе ДПМ уже создан определенный про-

фицит мощности, что тоже вызвало определенный антагонизм и у потребителей, и у регулятора относительно необходимости наличия в системе большого объема дополнительных мощностей.

Еще одна причина — недостаточное внимание России к климатической повестке. Только сейчас эта тема начинает проявляться в различных стратегических документах, но ценность «зеленых» технологий пока широко не подтверждена на государственном уровне. Отсутствие углеродного регулирования и сборов за углеродные выбросы все еще отдалют тот самый ценовой паритет ВИЭ с традиционной генерацией. Если к каждому киловатт-часу тепловой станции прибавить еще какую-то стоимость производимых ею углеродных выбросов, то «зеленая» генерация моментально выйдет на первые позиции. Я уверен, что все будет меняться очень быстро: процесс, который инициировала Европа, к счастью, необратим. «Зеленая сделка» и внедряемый в ее рамках механизм транграничного углеродного регулирования неизбежно приведет к повышению ценности «зеленых» технологий во всем мире. И здесь крайне важно вовремя сориентироваться и оценить будущий рынок: возможно, изменение технологического уклада — это тот самый шанс для нашей экономики, который позволит занять новые позиции на мировом рынке.

Беседовала Полина Смертина