

ЭНЕРГЕТИКА ГЕРМАНИИ: ЧЕРЕДА ПАРАДОКСОВ



С.И. Мельникова



Д.Д. Яковлева

Крупнейшая экономика Европы – Германия – признанный лидер и в современной энергетике. Приняв государственную программу, названную «Энергоповорот (Energiewende)», с крайне амбициозными целями по декарбонизации своей экономики, Германия весьма последовательно ее выполняет. Достаточно сказать, что выработка т.н. «новых ВИЭ» уже превысила треть в общей генерации страны. Однако ни в экспертном сообществе, ни в самой Германии не стихают дискуссии о цене и методах проводимых реформ, их прямых и побочных результатах и следствиях. При всей бесспорности самой идеи альтернативной энергетики без ископаемых топлив, основные вызовы и перекосы «зеленой» энергополитики, как представляется, кроются в ее слишком быстрой и напористой реализации без учета интересов иных секторов и участников рынка.

Официальный старт новой энергополитике Германии был дан в 2000 году с принятием закона о поддержке возобновляемой энергетики (EEG), позднее этот документ несколько раз дорабатывался, но суть его оставалась неизменной – производителям альтернативной энергетики была гарантирована фиксированная цена при-

обретения их продукции сроком на 20 лет. Источником финансирования таких выплат стала специальная строка в платежах всех потребителей электроэнергии в стране – т.н. «зеленый налог», о котором речь пойдет ниже.

В 2010 году проводимые преобразования были закреплены в приоритетной государственной программе «Энергопо-

ворот», целью которой стал постепенный отказ от углеводородов и атома в пользу возобновляемых источников энергии на период до 2050 года. Так, к 2030 году доля ВИЭ в потреблении электроэнергии должна составить 55%, а выбросы CO₂ сократиться на такую же величину по сравнению с уровнем 1990 года. Целью настоящей статьи является анализ текущего развития событий, механизмов достижения поставленных целей и тех промежуточных результатов, к которым пришла Германия к концу второго десятилетия реформ.

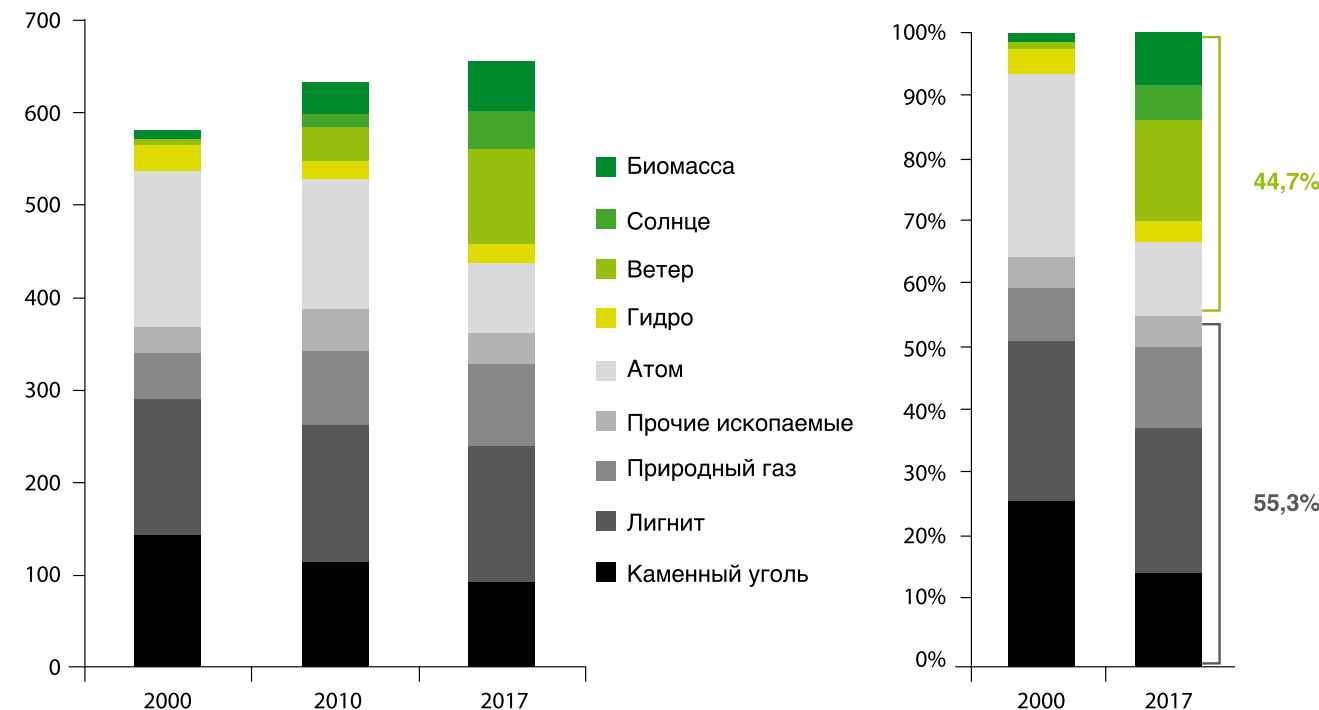
ВИЭ против угля

С начала текущего столетия структура выработки электроэнергии в Германии претерпела серьезные изменения. На фоне широкого комплекса финансовых и административных мер поддержки альтернативная энергетика начала стремительно развиваться: с 38 ТВт·ч (с учетом традиционной гидроэнергетики) в 2000 году до 217 ТВт·ч в 2017 году (см. Рисунок 1). В результате, доля «зеленой» энергетики в общей генерации за этот период выросла с 6,6% до 33%. Если же к этому объему добавить еще стремительно теряющие свои позиции атомные станции, то доля низкоуглеродной генерации в Германии превысит 44%.

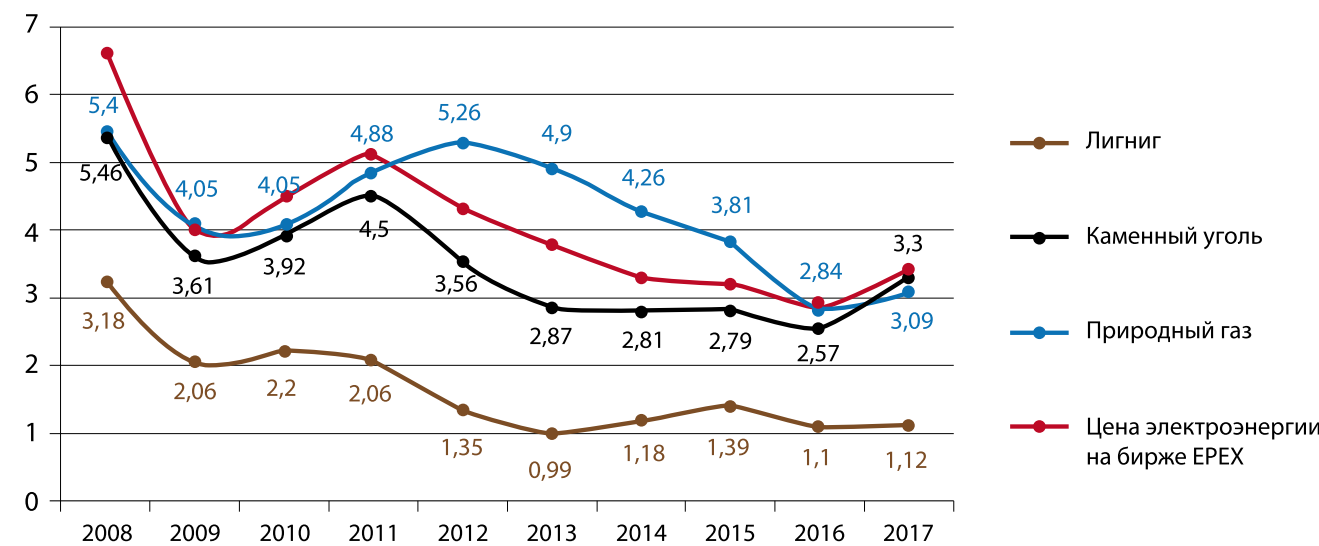
Новые альтернативные мощности в Германии замещают выбывающие атомные станции и станции, работающие на каменном угле. Первые сократили свою выработку более чем вдвое, вторые – в полтора раза. Единственный топливный сектор, полностью сохранивший свои позиции в энергетике, это бурый уголь¹ – 148 ТВт·ч или 23% от всей генерации в 2017 году. Напомним, что это самый неблагоприятный в экологическом смысле энергоресурс, при сжигании которого образуется 800–960 гр

Светлана Игоревна Мельникова, научный сотрудник, Центр изучения мировых энергетических рынков, Институт энергетических исследований (ИНЭИ) РАН, старший преподаватель, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Дарья Дмитриевна Яковлева, инженер-исследователь, Центр изучения мировых энергетических рынков, Институт энергетических исследований (ИНЭИ) РАН, г. Москва.

¹ В Европе и России дефиниции «бурый уголь» и «лигнит» являются синонимами.



Выработка электроэнергии на различных видах топлива в Германии, ТВт·ч Структура выработки электроэнергии, %
Рис. 1. Развитие альтернативной энергетики с 38 ТВт·ч (с учетом традиционной гидроэнергетики) в 2000 году до 217 ТВт·ч в 2017 году
 Источник: ENTSO-e



*-данные приведены для старых станций, работающих на лигните (КПД 33%), для старых станций, работающих на каменном угле (КПД 39%) и новых газовых станций (КПД 58%)

Источник: Agora

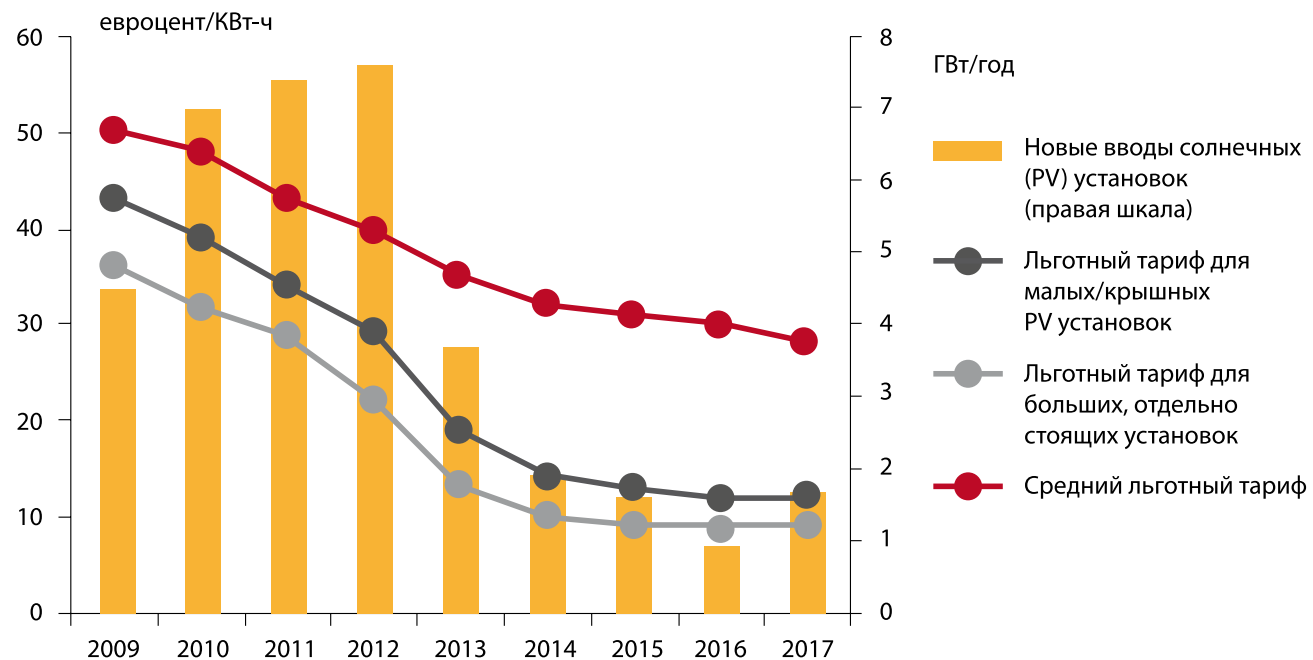
Рис. 2. Стоимость электроэнергии (с учетом маржи) на различных электростанциях Германии, 2008-2017 гг., евроцент/КВт·ч

CO₂/КВт·ч против 340-500 гр CO₂/КВт·ч для газовых станций комбинированного цикла. Сохранение этой грязной генерации на фоне всех проводимых реформ, для Германии, лидера зеленой энергет-

тики, можно смело называть первым, но далеко не единственным парадоксом ее современного ТЭКа.

Отметим, что заявленные 12 европейскими государствами программы

по закрытию угольных станций до 2030 года затрагивают преимущественно те, что работают на каменном угле, в то время как работающие на лигните закрывать не спешат. Так,



Источник: IRENA database, Fraunhofer ISE "Recent Facts about Photovoltaics in Germany", февраль 2018 г.

Рис. 3. Динамика льготных тарифов для солнечных (PV) установок в Германии, евроцент/КВт-ч, и новых вводов, ГВт/год, 2009-2017 гг.

в минувшем году в Германии были закрыты четыре станции, работающие на каменном угле, общей мощностью 3042 МВт и лишь одна лигнитовая – всего на 164 МВт.

В декабре 2017 года Еврокомиссия подняла вопрос о судьбе этого сектора, но социальная нагрузка угольных моногородов так велика, а экономика лигнитовых станций при низких ценах квот на выбросы так привлекательна, что сломать это энергетическое лобби будет непросто. Так что лигнит из всех традиционных топлив пока выглядит не слишком уязвимым и продолжает разбавлять изумрудно-зеленые тона европейской энергетики до грязноватого цвета хаки.

Вряд ли эта экологически проблемная генерация серьезно уступит свои позиции и в Германии в ближайшие годы, несмотря на требования нового коалиционного правительства, оставаясь источником самой дешевой электроэнергии в стране – чуть больше 1 евроцента за КВт-ч – да еще и с использованием собственного, а не импортируемого ресурса (см. Рисунок 2).

В качестве подтверждения крайней жизнеспособности угольной генера-

ции в Германии, несмотря на все программы и заявления правительства, приведем две весьма авторитетные прогнозные оценки до 2030 года. Первая сделана Еврокомиссией в 2016 году²: к 2030 году в этой стране сохранится 36,8 ГВт угольных мощностей, что лишь немногим меньше сегодняшних 45 ГВт. Последняя редакция Десятилетнего плана развития сетей (TYNDP2018)³, который для ЕК регулярно готовит отраслевое объединение операторов ENTSO-e, сразу по двум сценариям («Распределенная генерация» и «Устойчивое развитие») к этому периоду прогнозирует сохранение 14,8 ГВт мощностей на каменном угле и 9,4 ГВт – на лигните. Так что в ближайшие 15-20 лет экологически неблагополучная энергетика на базе бурого угля не прекратит свое существование, что во многом нивелирует усилия властей Германии по декарбонизации своего энергосектора.

Газовая генерация в Германии активно развивалась до 2010 года, после чего остановилась на уровне, обеспечивающем около 13% от общей выработки. Все последние десять

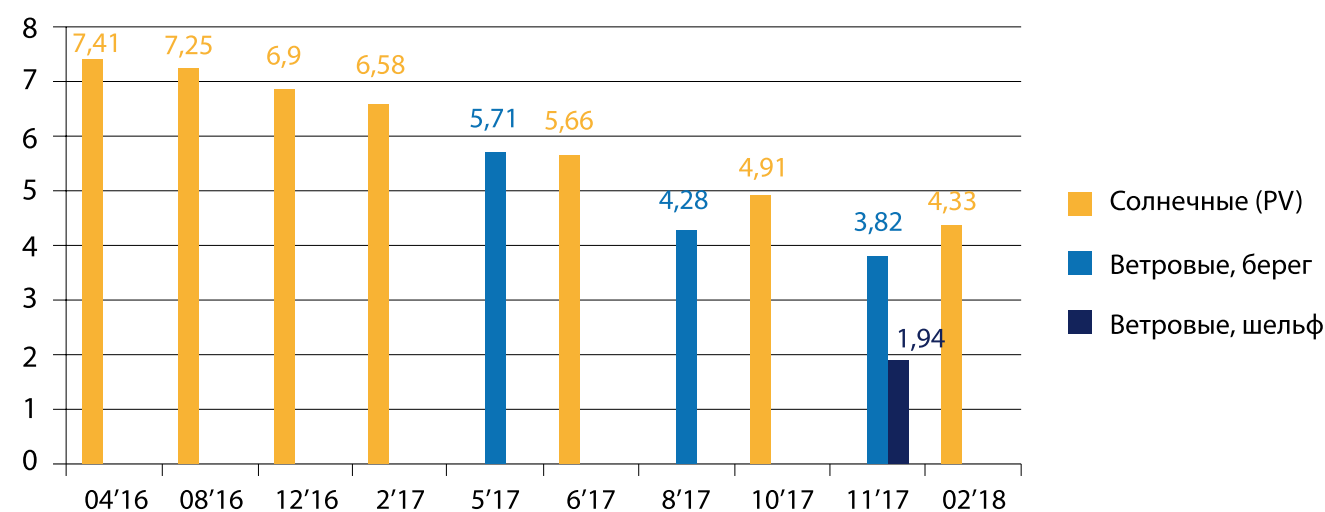
лет газовая генерация оказывалась дороже любой угольной и оптовых цен рынка, что однозначно определяло выбор энергетиков не в ее пользу, при всей ее большей экологичности и высокой маневренности. Напомним, что время запуска газовых станций составляет 5-11 минут, в то время как угольные «разгоняются» за 4-10 часов. А ведь именно гибкость так важна для поддержания крайне неустойчивой выработки ВИЭ. Один из основных аргументов противников развития газовой генерации – высокая стоимость и импортное происхождение исходного сырья – природного газа. Настроения в пользу газовых станций чуть изменились лишь в 2016-2017 годах с падением цен на газ вслед за ценами нефти, но общей картины они не изменили – как только цены на углеводороды пошли вверх, вновь стала снижаться и привлекательность газовой генерации.

Многослойная экономика ВИЭ

Стоимость электроэнергии на основе ВИЭ – величина далеко не однозначная, высоко дискуссионная и заслуживающая более деталь-

² EU Reference Scenario 2016, Energy, transport & GHG emissions trends to 2050, июль 2016

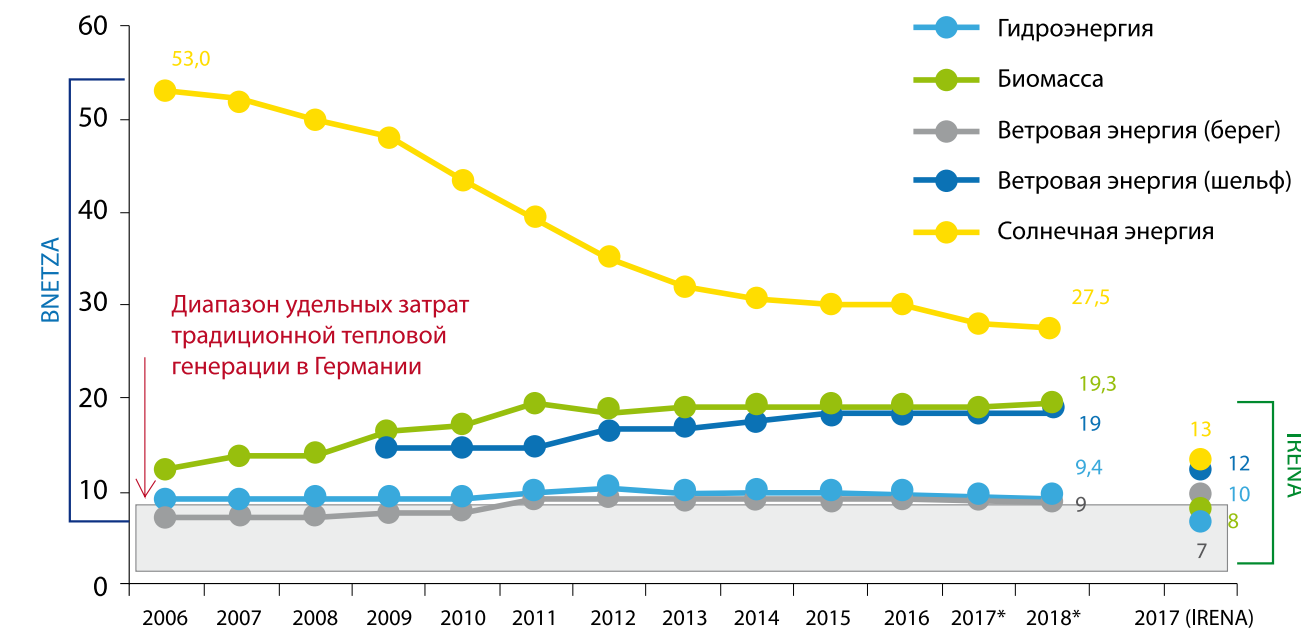
³ ENTSO-e TYNDP2018 Scenario Report, ноябрь 2017 г.



*включая стоимость подсоединения к сети (1,5 евроцента/КВт-ч)

Источник: BNETZA

Рис. 4. Средняя цена аукционов по продаже электроэнергии на основе ВИЭ в Германии, евроцент/КВт-ч, 2016-2017 гг.



*для 2017 года приведена оценка IRENA для удельных затрат (LCOE) в Германии, пересчет курса доллара/евро сделан по данным базы стран ОЭСР, средний курс доллара к евро в 2017 г. составил 0,887.

Источник: BNETZA, IRENA

Рис. 5. Удельные компенсационные выплаты на поддержку ВИЭ-энергетики в Германии в сравнении с традиционной энергетикой и удельными затратами (IRENA), 2006-2018 гг, евроцент/КВт-ч

ного изучения. Нам удалось выделить четыре разных стоимостных ориентира, которые нередко подменяют друг друга в многочисленных исследованиях, увеличивая неопределенность и без того сложной для понимания ситуации.

Наиболее популярными данными о стоимости альтернативной энер-

гетики, активно присутствующими в исследованиях и дискуссиях на тему ВИЭ, являются расчеты международных агентств IRENA (International Renewable Energy Agency) и Bloomberg New Energy Finance (BNEF), которые хорошо коррелируются между собой. Это предельные долгосрочные

издержки, основанные на удельной оценке капитальных и операционных затрат на единицу энергии на базе различных технологий ВИЭ, с учетом региональной составляющей, стоимости заемного капитала и нормы прибыли в течение всего срока жизни проектов, входящих в базу данных

агентства (Levelised Cost of Electricity, LCOE).

По итогам 2017 года, IRENA рассчитала, что в Германии полные затраты на производство электроэнергии на береговых ветропарках составляют в среднем по 7 евроцентов за кВт-ч, на шельфовых ветропарках –12 евроцентов/кВт-ч, а на солнечных (PV) установках –13 евроцентов (см. Рисунок 5). По мнению агентства, многие проекты на базе ВИЭ уже производят электроэнергию по затратам, сравнимым с традиционными станциями. Именно этот тезис о конкурентоспособности ВИЭ сейчас является самым популярным в ходе отраслевых дискуссий.

На базе данных оценок LCOE и на основании представлений операторов проектов ВИЭ во многих странах мира разработаны и широко внедрены льготные (FIT) и премиальные (FIP) тарифы⁴, призванные стимулировать сооружение и работу «зеленых» станций. Это второй стоимостной ориентир для альтернативной энергетики. В качестве наглядного примера приведем тарифное субсидирование солнечной (PV) энергетики все в той же Германии.

Такие стимулирующие тарифы, с одной стороны, являются величиной постоянной и гарантированной: при вводе новой станции оператор может быть уверен, что в течение 20 лет вся его продукция будет закупаться по тарифу, что был установлен на год ввода. С другой стороны, ставки тарифов постоянно корректируются в зависимости от развития технологии и реальных затрат операторов. Кроме того, их величина различается для установок разной мощности. Так, электроэнергия с малой установки, введенной в 2009 году, на протяжении 20 лет закупается по цене в 43 евроцента за кВт-ч, в то время как для такой же установки, начавшей работать в 2017 году – лишь по 12,2 евроцента, что в первую очередь отражает снижение капексов на солнечные батареи (см. Рисунок 3). Понятно, почему средний льготный тариф оказывается выше порогов льготных тарифов для каждого конкретного года, поскольку он вклю-

чает в себя более высокие ставки, установленные в предыдущие годы.

Отметим, что с ежегодным пересмотром льготных тарифов для солнечных станций, вводы новых таких объектов неизменно сокращаются, явно теряя в глазах инвесторов свою привлекательность. Если в 2012 году заработали новые мощности в объеме 7,6 ГВт, то в 2017 году – только 1,7 ГВт, а пик инвестиций в сектор в объеме 27 млрд евро с 2010 года рухнул до 1 млрд по итогам минувшего года.

Под давлением участников рынка, давно выступающих против привилегированного положения зеленого сектора по отношению ко всем остальным, Германия и еще ряд стран постепенно заменяют практику льготных тарифов аукционами по закупке электроэнергии с новых и перспективных станций. Это позволит не только плавно снижать размер финансовой поддержки новых проектов по мере их технологического удешевления, но и лучше планировать развитие общей энергосистемы с учетом будущей выработки и нагрузки на сеть. Результаты аукционов – третий стоимостной ориентир для ВИЭ.

Такие аукционы начались с конца 2015 года и их результаты оказываются заметно ниже действующих льготных тарифов. Так, если льготный тариф для малых PV-установок в апреле 2018 года составил 12,2 евроцента/кВт-ч, то последний раунд аукциона, проводимого Федеральным сетевым агентством в феврале 2018 года, показал результат 4,33 евроцента/кВт-ч. (см. Рисунок 4).

Особенно обращает на себя внимание аукционная закупка электроэнергии с шельфовой ветростанции (будет введена в строй в 2025 году) по цене в 1,94 евроцента за кВт-ч, причем эта цена еще включает в себя и стоимость присоединения к сети в размере 1,5 евроцента, т.е. собственно электроэнергия продана за 0,44 евроцента, что в 30 раз ниже сегодняшней удельной стоимости такой энергии в Европе.

Таким образом, широко освещаемые результаты аукционов, с их низкими ценами, пока не являются

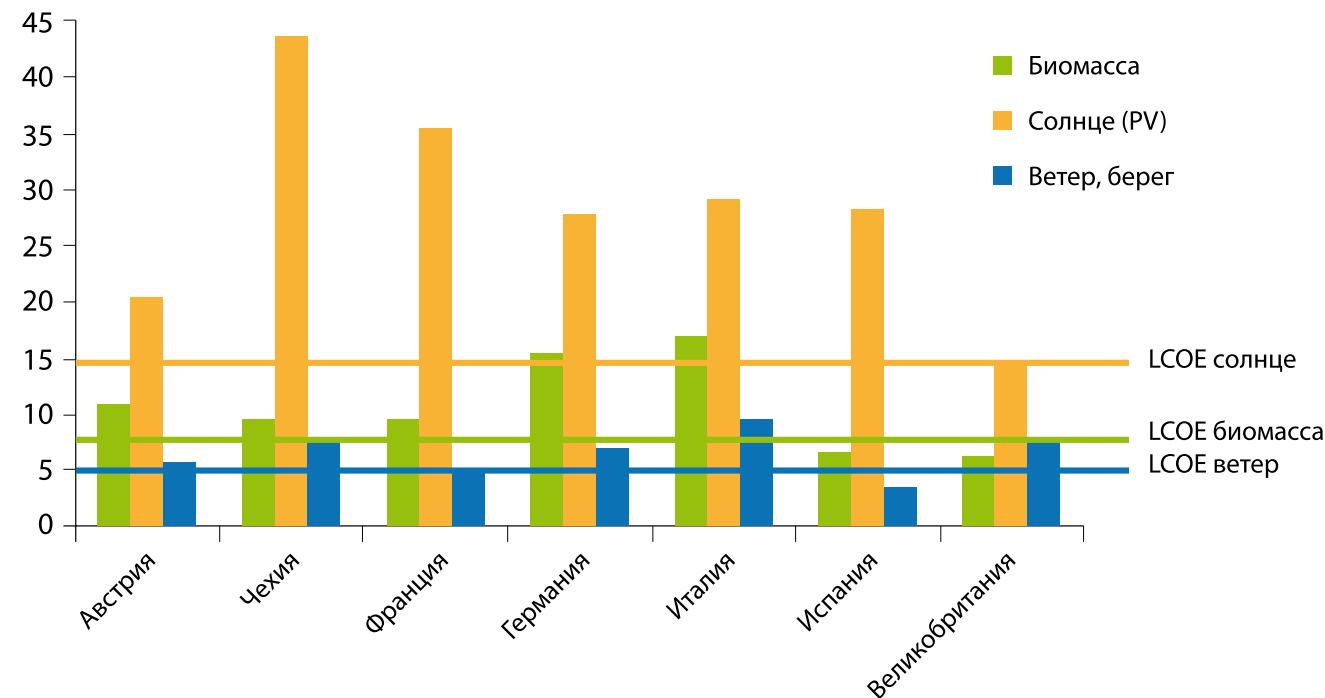
полноценным ценовым ориентиром, это скорее некая гипотетика, предполагаемая для станций, которые будут введены в строй после 2020 года.

Однако, все три описанные выше оценки по стоимости электроэнергии для проектов на базе ВИЭ – удельные приведенные затраты на производство электроэнергии (LCOE), льготный тариф и цена закупок на аукционах – далеки от еще одной, четвертой, стоимостной категории. Это фактические финансовые выплаты в адрес операторов таких проектов. Прямое сравнение издержек, тарифов и цен аукционов с выплатами операторам неуместно, но именно эта последняя категория крайне важна для понимания финансовых потоков в секторе «зеленой энергии».

Полное представление о действительной картине всех выплат, включая дополнительные финансовые инструменты (льготные кредиты, гранты, сертификаты и пр.), дает постоянная отчетность национального регулятора BNETZA, анализирующая объем средств, собираемых со всех потребителей Германии в виде т.н. «зеленого» налога (EEG), целевым образом предназначенного для поддержки сектора ВИЭ.

В абсолютных цифрах картина следующая. Если в 2010 году общие выплаты и компенсации операторам станций, работающих на основе ВИЭ, в Германии составляли 13,2 млрд евро, то по итогам 2017 году они выросли более чем в два раза – до 30 млрд евро, оценка на 2018 год – 32,8 млрд. По расчетам Oko-institute, общий объем гарантированных выплат к 2025 году вырастет до 34,1 млрд евро, после чего может начаться их некоторое сокращение – до 30,6 млрд евро к 2030 году. Но даже к 2035 году сектор не сможет обойтись без массивной поддержки, которая оценивается на уровне около 26 млрд евро.

BNETZA также отслеживает распределение этих средств по подотраслям (ветровая, солнечная, биоэнергетика и пр.). Зная объемы ежегодной выработки электроэнергии в этих подсекторах, легко подсчитать удельную вели-

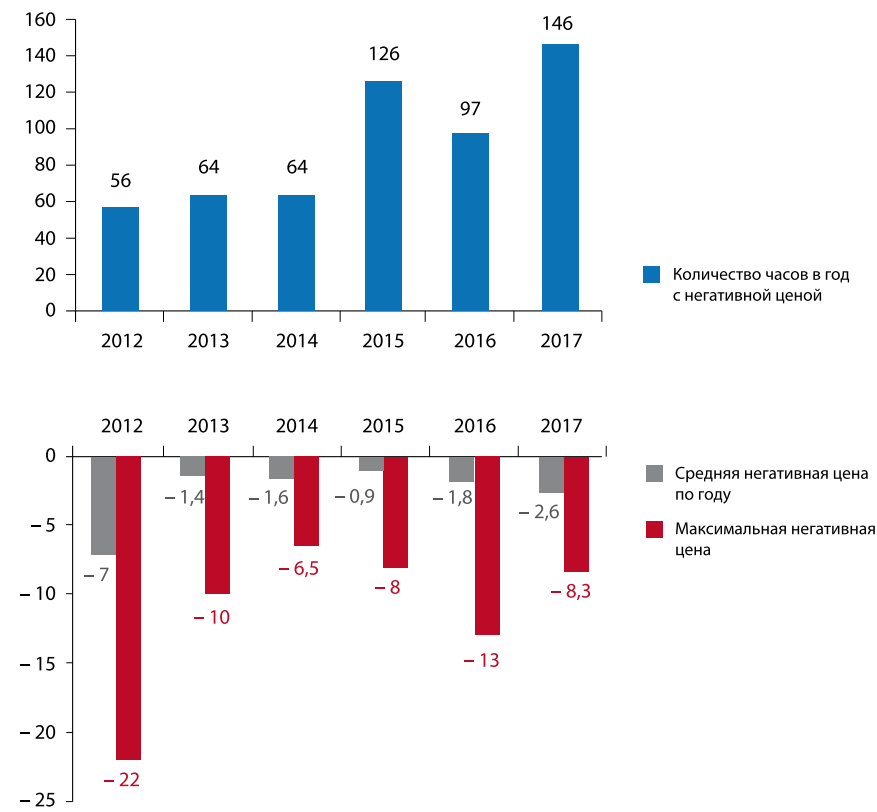


Источник: CEER Status Review of Renewable Support Schemes in Europe, 2017
Рисунок 6 – Общие удельные затраты на поддержку ВИЭ-энергетики в некоторых странах ЕС, 2015 год, евроцент/кВт-ч

чину полных финансовых субсидий на единицу продукции (см. Рисунок 5, ретроспектива за 2006-2016 годы).

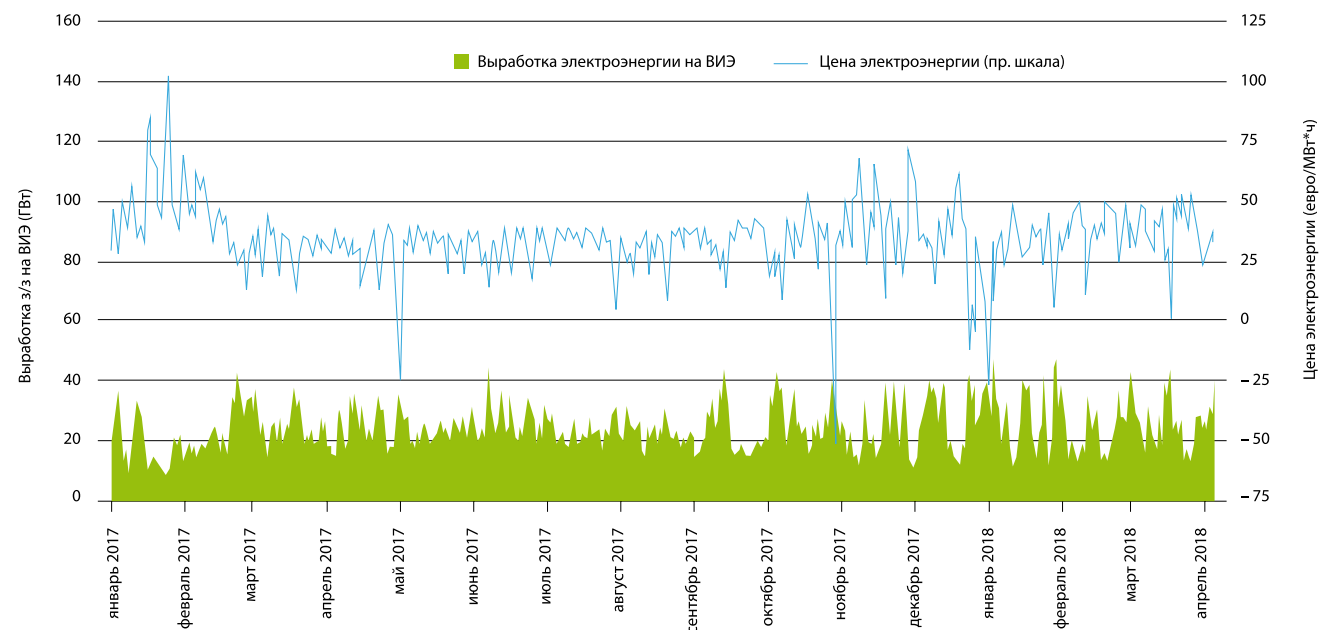
На фоне падения капексов, льготных тарифов и аукционных закупок, компенсационные выплаты для всех альтернативных энергоисточников на протяжении последних десяти лет в Германии либо держатся на неизменном уровне, либо даже растут (биомасса, ветер-шельф). Единственным исключением стали солнечные (PV) установки, чья стоимость за последние годы падает драматически – только с 2010 по 2017 годы – в шесть раз. При этом, компенсационные выплаты за киловатт электроэнергии на базе PV сократились менее чем в два раза – с 53 евроцентов за кВт-ч в 2006 году до 30 центов в 2016 году, существенно отставая от снижения капексов на фоне развития технологий.

Возможно, правительство при выборе таких запаздывающих темпов, стремится дать возможность национальным компаниям-операторам в сфере ВИЭ «покрепче встать на ноги», возможна какая-то иная мотивация, но факт налицо – компенсации сокращаются куда медленнее, чем стоимость самих солнечных установок.



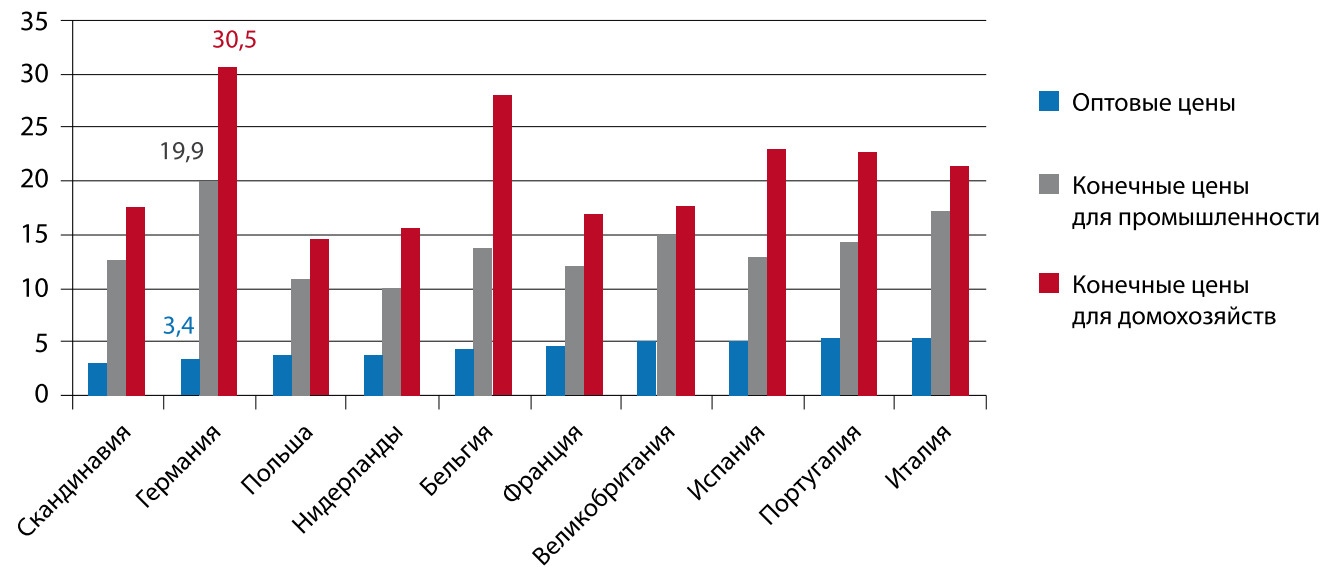
Источник: EPEX
Рис. 7. Динамика отрицательных цен на электроэнергию в Германии: частота и цены (евроцент/кВт-ч, 2012-2017 гг.)

⁴ Гарантированные выплаты операторам проектов в течение 20 лет либо в виде FIT (льготный тариф без привязки к оптовой цене), либо в виде FIP (премиальная надбавка к оптовой цене).



Источник: AGORA database

Рис. 8. Динамика выработки электроэнергии на основе ВИЭ и волатильности оптовых цен на электроэнергию в Германии, 2017 год



Источник: Agora, Eurostat

Рис. 9. Соотношение оптовых и розничных цен на электроэнергию в некоторых странах Европы, 2017 год, евроцент/КВт*ч

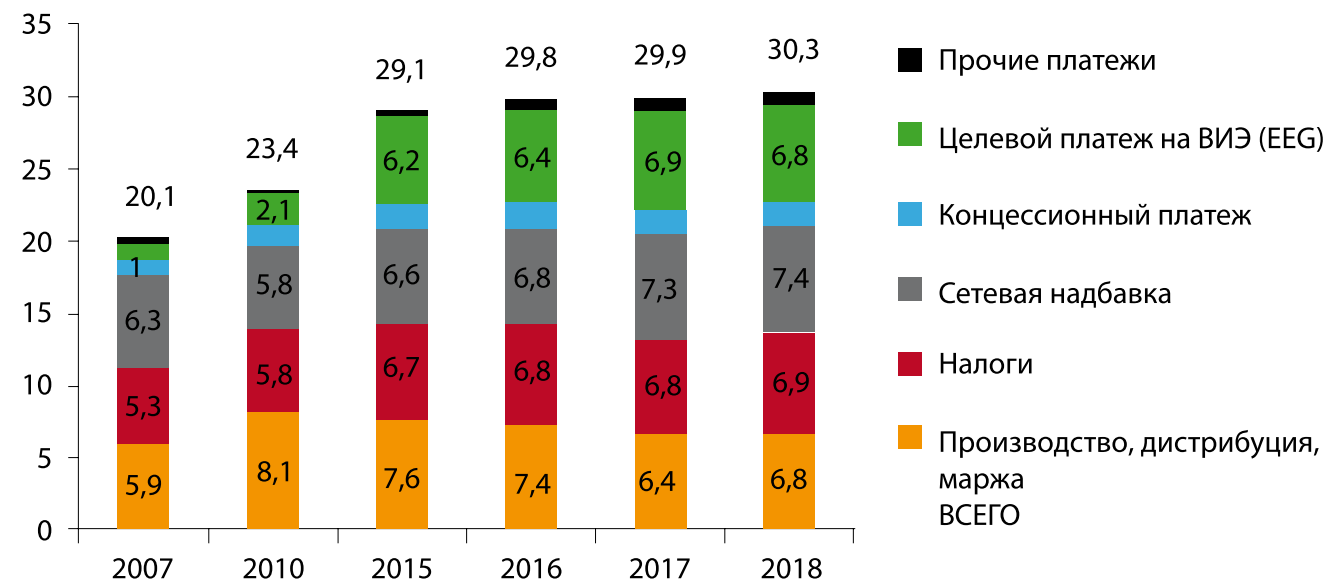
Наименьший уровень компенсационных доплат около 9 евроцентов в 2016 году получали береговые ветропарки и малая гидроэнергетика, в то время как шельфовые установки и биостанции – почти 19 евроцентов за КВт, что существенно выше зоны конкуренции с традиционной генерацией.

На практике немецкие операторы «зеленых» проектов получают куда более существенную финансовую под-

держку, нежели те расходы оценки по затратам (LCOE), которые активно приносят в информационное и экспертное поле сторонники ВИЭ, стремясь убедить общественность в ее экономической целесообразности и жизнеспособности. И если для ветровой береговой энергетики и малых гидростанций, разница оказывается не слишком существенной, то для станций на биомассе, шельфовых ветропарков и

солнечных установок – расхождение почти в два раза.

Подобная картина существенного превышения фактических удельных затрат на поддержку возобновляемой энергетики над оценочными удельными приведенными затратами на производство электроэнергии (в трактовке агентства IRENA) наблюдается далеко не только в Германии, но и в других странах Евросоюза (см.



Источник: BNETZA

Рис. 10. Структура стоимости электроэнергии для домохозяйств Германии (семья из 4 человек, с ежегодным потреблением 3500 КВт*ч)

Рисунок 6). Такой вывод легко сделать на базе официальных данных объединения европейских энергетических регуляторов (Council of European Energy Regulators, CEER) и национальных отчетов в адрес Еврокомиссии. Единственным их минусом можно считать длительный процесс сбора и обработки таких данных, в результате чего на данный момент доступны сведения только за 2015 год. Однако в их официальном характере и корректности информации сомневаться не приходится. Практически во всех представленных странах фактические выплаты операторам ветровых, солнечных и биоустановок были выше данных агентства IRENA об удельных затратах (LCOE) на производство такой электроэнергии на тот момент.

Таким образом, возобновляемая энергетика в ЕС, включая Германию, продолжает получать значительную финансовую поддержку, которая чаще всего превосходит широко распространяемые данные о затратах на производство энергии на базе ВИЭ. Общую картину неравных рыночных условий дополняет широкий перечень мер нефинансовой поддержки. Это ставит ВИЭ в совершенно иные преференциальные условия по сравнению с традиционной энергетикой, где никакие дотации и особые преференции не предусмотрены.

Феномен отрицательной цены

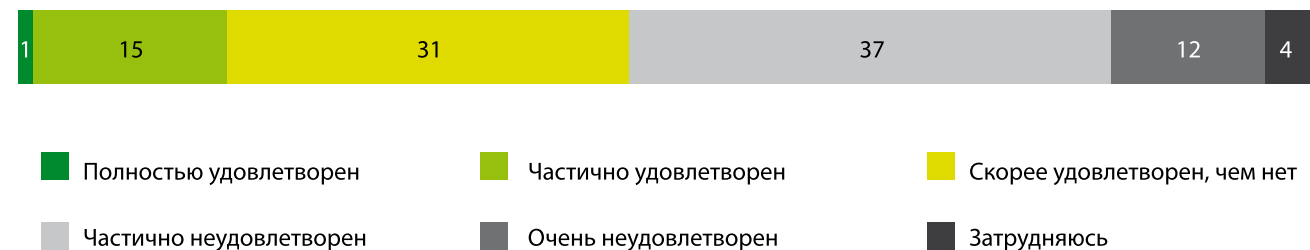
Именно сохранение существенной финансовой компенсации для ВИЭ-проектов во многом объясняет еще один небывалый прежде феномен – периодически возникающие отрицательные оптовые цены на электроэнергию в энергосистеме Германии и других стран Евросоюза. В определенные периоды благоприятных погодных условий альтернативные станции работают на полную мощность, переполняя общую энергосистему. Операторы не имеют права ограничивать выработку таких станций, вся их продукция в обязательном и первоочередном порядке принимается в сеть (т.н. must-run генерация, предполагающая приоритетное подключение и диспетчеризацию «зеленых» станций). Это еще одно совершенно нерыночное правило, направленное на стимулирование работы зеленой энергетики в ущерб традиционной. Ограничения по приему энергии в сеть в таких случаях касаются, прежде всего, газовых станций с их высокой маневренностью, и лишь во вторую очередь – угольных станций, для остановки которых требуется до 10 часов.

Но даже усилия диспетчеров не спасают систему от избыточной электроэнергии в сети, которую потребители не способны принять, особенно в выходные и праздничные дни,

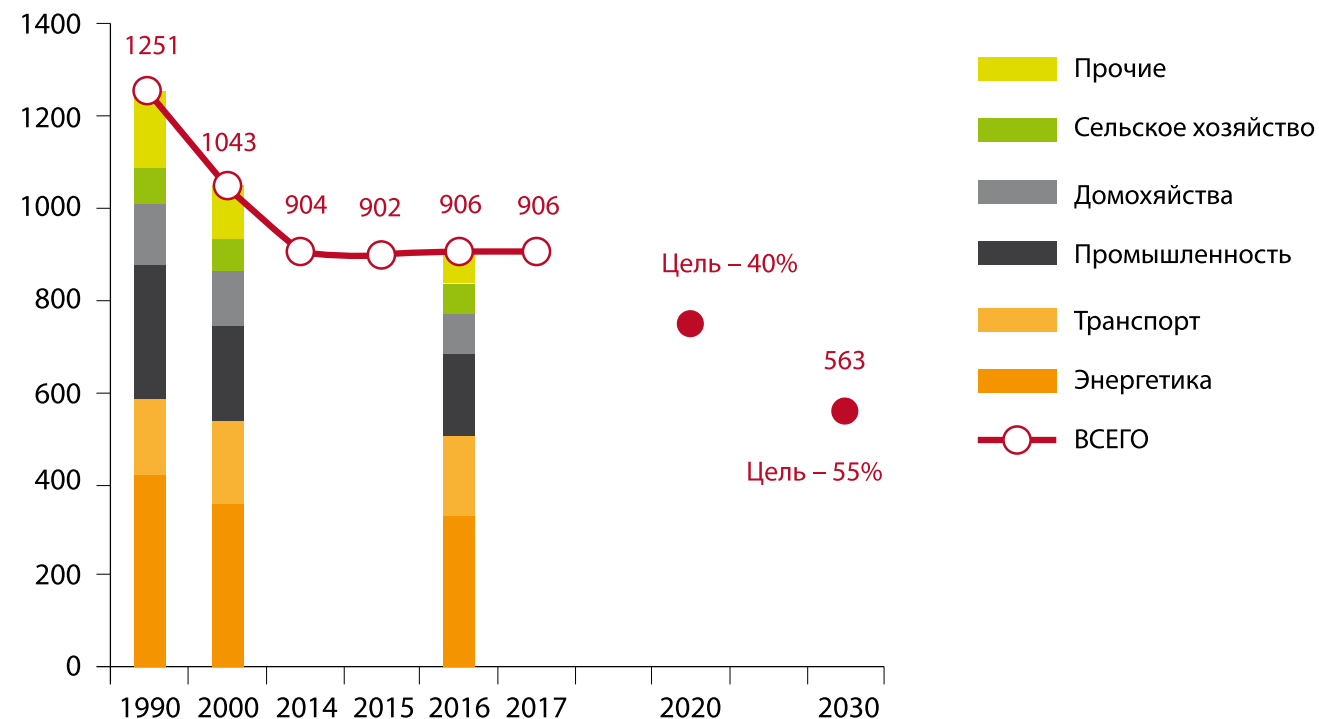
когда потребление объективно снижается. Импорт электроэнергии из Германии неизменно растет, но объемы еще пока не таковы, чтобы снять остроту проблемы. Возможности масштабного хранения энергии «до лучших времен» остаются актуальной темой для научных поисков, но практических массовых решений для ее хранения в достаточных объемах пока нет. Именно в такие моменты операторы проектов ВИЭ готовы не просто снижать цены на свою продукцию, но и доплачивать своим клиентам и биржевым трейдерам, лишь бы те приняли избытки электроэнергии.

В минувшем году такая феноменальная отрицательная цена электроэнергии на биржевых торгах «на день вперед» в Германии наблюдалась на протяжении 146 часов со средней ценой доплаты потребителям в размере 2,7 евроцента за КВт*ч. (см. Рисунок 7). Это максимальный результат за все предшествующие годы. На торгах «в течение дня» средний размер доплаты составлял чуть менее двух евроцентов.

При этом также растет количество часов, когда была отмечена максимальная цена, что в целом увеличивает общую ценовую волатильность. На Рисунке 8 наглядно видно, что все провалы в отрицательную зону цены происходят на фоне пиковой выработки аль-



Источник: IASS, 2017
Рис. 11. Отношение населения к правительственной политике энергореформ



Источник: Agora
Рис. 12. Динамика выбросов парниковых газов в Германии с целевыми ориентирами на 2020 и 2030 годы, млн. т

тернативной энергии. Операторы таких станций при профиците легко могут позволить себе заплатить потребителям несколько центов, будучи уверенными, что за каждую единицу продукции получат в два-три раза больше за счет гарантированных компенсационных выплат. Это еще одно яркое свидетельство дискриминации традиционной энергетики, которая не может позволить себе подобных фокусов с отрицательными ценами, но вынуждена работать в рыночной ситуации, где они присутствуют. Кроме того, такие периоды всегда являются явным признаком неблагоприятия в общей энергосистеме, грозя ей сбоями на фоне пиковой выработки и перегрузки.

За все платит потребитель
Благодаря неадекватно низким ценам, по которым реализуется «зеленая» электроэнергия потребителям, и максимальной оптимизации затрат на традиционных электростанциях, уровень оптовых цен на энергорынке в Германии в 2017 году оказался одним из самых низких в Европе – 3,4 евроцента за кВт·ч, дешевле только в Скандинавии. Но парадоксальным образом при таком низком пороге оптовых цен, конечные цены для немецких потребителей оказываются самыми высокими в Европе: домохозяйства платят почти десятикратную (!) стоимость от оптовых цен (см. Рисунок 9)

Объяснение таким диспропорциям кроется в структуре конечной цены электроэнергии в Германии, где собственными производственными затратами – лишь 6,8 евроцента/кВт·ч или 22% от всей цены, все остальное приходится на налоги, целевые платежи и прочие сборы (см. Рисунок 10). Особенно в этом контексте важен описанный выше целевой платеж, направляемый на поддержку возобновляемой энергетики (т.н. EEG), который за десять лет вырос практически в семь раз – до 6,9 евроцента/кВт·ч. По оценке Oeko-Institut, этот целевой платеж к 2021 году вырастет до 8 евроцентов. Примечательно, что от такого налога освобождены крупные энергоемкие компании

(напр. алюминиевые и цементные), хотя именно они несут основную ответственность за загрязнение окружающей среды. Таким образом, за развитие зеленой энергетики в Германии, да и во всем Евросоюзе, платит преимущественно рядовой и не самый богатый потребитель: домохозяйства, комбыт, небольшой бизнес.

Неудивительно, что рядовые потребители электроэнергии в Германии все негативнее реагируют на проводимые реформы, когда основной финансовый груз несут мелкие потребители, в то время как крупные компании являются основными бенефициарами преобразований. Так, по результатам постоянного опроса в 2017 году, полностью поддерживают проводимую правительством политику в области энергетики лишь 1% респондентов (см. Рисунок 11).

По мнению большинства опрошенных (60%), основной груз ответственности, в том числе и финансовой, за проведение реформ в энергетике должны нести крупные компании – эмитенты вредных выбросов, еще 21% возлагают эту ответственность на правительство, и лишь 15% опрошенных считают, что в финансировании реформ должны участвовать рядовые потребители через специальные налоги.

Стагнация выбросов

Целью и неотъемлемой частью общеевропейских и немецких преобразований в области энергетики является снижение вредных выбросов, основная ответственность за которые возложена на энергетиков. Однако продвижение в этом направлении в последние годы затормозилось.

В течение всего минувшего года Европейская система торговли квотами оставалась в своем привычном вялотекущем состоянии с уровнем цен 5-6 евро за тонну CO₂ и верхним ограничением по объему выбросов на 9-11% выше их реального уровня. Лишь в декабре 2017 года были, наконец, приняты давно обсуждаемые решения, способные изменить ситуацию, что немедленно отразилось повышением цен на квоты до 7,5 евро к концу года и до 15 евро к июню 2018 года. Этого по-прежнему недостаточно для резкого сокращения угольной

генерации, но хотя бы дает надежду на дальнейшие позитивные сдвиги.

Результатом всех этих разнонаправленных движений стало не снижение, а рост выбросов парниковых газов в Евросоюзе впервые с 2010 года. За минувший год, по предварительным оценкам немецкой консалтинговой компании Agora, объем выбросов от сжигания топлив в энергетике останется на уровне 2016 года (1019 млн т), а в целом по всей Европейской системе торговли квотами на вредные выбросы (EU ETS) вырастет с 1750 до 1756 млн т.

Национальная программа Германии «Энергоповорот» одной из своих целей назвала снижение вредных выбросов к 2020 году на 40% (к уровню 1990 г.). Этот ориентир вдвое опережает общеевропейское требование – 20% к тому же сроку. По итогам 2017 года этот показатель в Германии составил без малого 28% – что отлично по общеевропейским меркам, но существенно не дотягивает до национальных требований. Текущий уровень выбросов CO₂ от всех секторов экономики в стране пока остается на 155 млн т выше целевого уровня на 2020 год. При сохранении сегодняшних треков, страна в лучшем случае выполнит свои собственные внутренние обязательства на 30, но никак не на 40% (см. Рисунок 12). Особенно примечателен тот факт, что четыре минувших года выбросы CO₂ в Германии застыли на одном уровне, что не может не вызывать вопросов об эффективности сегодняшних методов по декарбонизации экономики.

Таким образом, подводя итоги 2017 года в энергетике Германии, которая во многом формирует и отражает общеевропейские тенденции, мы наблюдаем целую череду явных парадоксов:

- позитивный экологический эффект от стремительного роста ВИЭ в значительной мере нивелируется сохранением угольной генерации и прежде всего той ее части, что базируется на использовании бурого угля;
- несмотря на развитие технологий по выработке электроэнергии на базе ВИЭ, этот сектор нежизнеспособен без масштабной финансовой поддержки, размеры которой по факту

нередко существенно превосходят те данные о стоимости «зеленой» энергии, которые фигурируют в подтверждение конкурентоспособности сектора;

- значительные финансовые выплаты операторам проектов на базе ВИЭ в течение последних лет не снижаются (за исключением солнечных установок), оставаясь при этом существенно выше рыночных цен на электроэнергию, что дает таким операторам большую свободу маневра, вплоть до отрицательных цен на свою продукцию;

- сильная административная и финансовая поддержка сектора ВИЭ искажает сигналы для всего рынка в целом, по сути, дискриминируя традиционную энергетику;

- основную финансовую нагрузку по декарбонизации европейской энергетики несут конечные рядовые потребители, не получающие никаких преференций от низких оптовых цен, в то время как основными бенефициарами реформ являются крупные потребители.

- противоречивые тренды в европейской энергетике приостановили поступательное снижение вредных выбросов, по предварительным оценкам, в 2017 году отмечен их рост, что противоречит базовым установкам ЕК; экономические инструменты снижения вредных выбросов (прежде всего EU ETS) пока так и не заработали.

Неизвестно, предполагали ли авторы европейских реформ в энергетике возникновение всех этих казусов и парадоксов. Но 2017 год достаточно явно показал, насколько далеки здесь цели и задачи от имеющихся промежуточных результатов.

Возобновляемая энергетика с каждым годом становится все более осязаемой альтернативой традиционной энергетике на ископаемых топливах. Однако, при всей бесспорности идеи «зеленой» энергетики, процесс ее продвижения носит совершенной искусственный «тепличный» характер. Сейчас уже для всех участников рынка становится очевидно, что благая цель достигается при немислимой в других секторах комбинации мощных административных ресурсов и неограниченного финансирования. Вот такая энергополитика. ■