



И П Е М

**ИНСТИТУТ
ПРОБЛЕМ
ЕСТЕСТВЕННЫХ
МОНОПОЛИЙ**

Экспертное мнение

Новые генерирующие
мощности в ЕЭС

России: анализ итогов
2018 года

2019



- **Новые вводы составили 4,8 ГВт**, что позволило 2018 году войти в тройку самых результативных лет по данному показателю за период 1995–2018 гг. В ближайшие годы объем новых вводов в ЕЭС будет неуклонно падать.
- Растут объемы вводимых генерирующих мощностей на возобновляемых источниках энергии (**ВИЭ**): **350 МВт**. В **2019 году** потенциал прироста мощностей ВИЭ в ЕЭС составляет **1,5 ГВт**, хотя вероятность его полной реализации невысока.
- **Отсутствие рыночных механизмов привлечения инвестиций продолжает оставаться основным перспективным риском** для генерирующего сектора электроэнергетики. На смену порочной и нерыночной системе ДПМ (Договоры о предоставлении мощности), приходит ее реинкарнация в виде программы модернизации тепловой генерации, основанной на тех же принципах.

Завершившийся год ознаменовался вводом значительного объема генерирующих мощностей – 4,8 ГВт. Более высокие показатели по новым вводам были достигнуты только в 2012 и 2014 годах (рисунок 1).

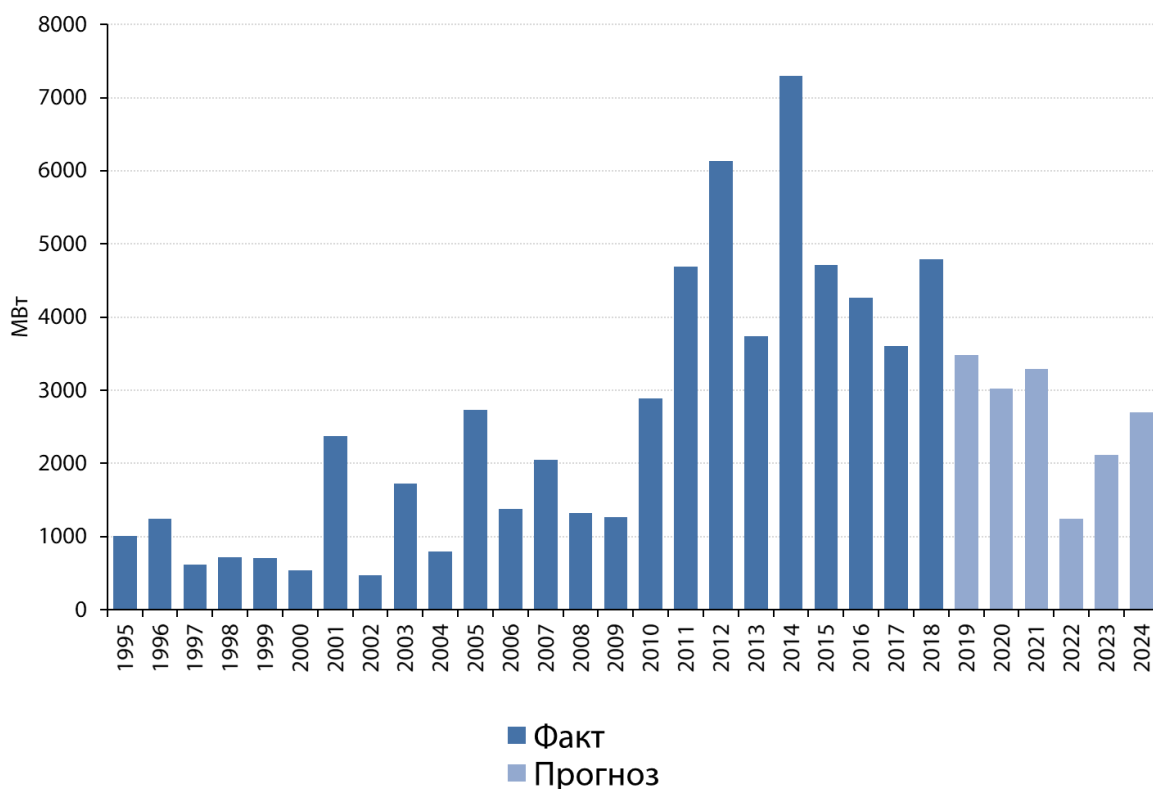


Рисунок 1. Ввод генерирующих мощностей в ЕЭС России.

Фактические значения указаны по данным «СО ЕЭС», прогнозные — по результатам отборов проектов, данным «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018—2024 гг.» и других источников.



Ожидается, что **в будущем объёмы новых вводов будут сокращаться**. Так, в 2019 г. объём вводов, по максимальной оценке, составит не более 3,6 ГВт, а в последующие годы — ещё меньше. Впрочем, прогнозная динамика вводов в период с 2020 г. может оказаться более положительной, чем это показано на диаграмме — в частности, возможны дополнительные вводы по программам ДПМ¹ ВИЭ и модернизации ТЭС.

Из важных результатов 2018 г. следует отметить **начало замещения энергоблоков АЭС с реакторами РБМК**: за вводом первого блока на Ленинградской АЭС-2 последовал вывод первого блока на «старой» Ленинградской АЭС. Всего **вывод мощностей в ЕЭС России составил менее 2,0 ГВт**, что, впрочем, не является выдающимся показателем.

Среди результатов 2018 года обращают на себя внимание успехи реализации программы ДПМ ВИЭ в части вводов СЭС и ВЭС. Всего за прошлый год на территории ЕЭС России было построено 350 МВт СЭС и ВЭС против 194 МВт в 2017 г. (рисунок 2). В результате **мощность оптовой ВИЭ-генерации в России превысила 1 ГВт** (с учётом Крыма). Впервые за пределами Крыма появились СЭС мощностью 50 МВт и более: Самарская СЭС-2, Сорочинская СЭС, Фунтовская СЭС, Ульяновская ВЭС-2. При этом последняя отличается сравнительно высоким уровнем **локализации используемого оборудования**: показатель локализации для неё составляет более 55 %. Для сравнения: на введённой ранее Ульяновской ВЭС, показатель локализации составляет всего 28 %. Повышение уровня локализации было обеспечено за счёт **запуска трёх предприятий** — производства лопастей в Ульяновске, производства гондол в Дзержинске и производства башен в Таганроге под эгидой консорциума «Роснано», «Фортума» и «Vestas». Другие два ветроэнергетических консорциума («Росатом» + «Lagerwey» и «Энел» + «Siemens Gamesa») планируют запустить свои производства в 2019 году.

В следующем году **теоретически возможны рекордные 1,5 ГВт вводов ВИЭ-генерации**. Однако это значение включает ряд «мёртвых душ» — объектов, которые прошли конкурсный отбор, но строительство которых так и не началось. Поэтому, скорее всего, реальный объём вводов таких мощностей будет значительно ниже.

¹ Договоры о предоставлении мощности.



Однако в любом случае он будет внушительным в силу ввода крупных ВЭС «Росатома» и «Фортума».

В 2019 г. ожидается ввод значительного числа знаковых объектов:

1. **Последние объекты программы ДПМ ТЭС** (на Алексинской ТЭЦ, Воронежской ТЭЦ-1 и Грозненской ТЭС), из которых первые два достраиваются с огромным отставанием от плановых сроков (изначально должны были быть введены в 2013—2014 гг.).
2. **Плавучая АЭС «Академик Ломоносов»**, которая будет установлена в Певеке (Чукотский АО). Впрочем, этот объект не войдёт в статистику «Системного оператора» в силу изолированности от ЕЭС России.
3. **Зарамагская ГЭС-1 с рекордными параметрами** (напор свыше 600 м, длина деривационного тоннеля 14 км, мощность ковшовых гидротурбин около 170 МВт).
4. **ТЭЦ в г. Советская Гавань — первая крупная угольная ТЭС на greenfield-площадке, заложенная в постсоветский период.**
5. **Вводы первых малых ГЭС на условиях ДПМ ВИЭ** (Сенгилеевская, Барсучковская, Усть-Джегутинская, Белопорожские МГЭС).

Отсутствие рыночных механизмов привлечения инвестиций продолжает оставаться основным риском для будущего российской генерации. На сегодняшний день в секторе действует пять групп инвестиционных механизмов, из которых лишь один базируется на рыночных принципах баланса спроса и предложения:

1. Относительно конкурентные рынки (РСВ², КОМ³).
2. Конкурсные ДПМ (ДПМ ВИЭ).
3. Конкурсные ДПМ с локализацией по местоположению (КОМ НГО⁴, ДПМ МСЗ⁵).
4. Неконкурентные ДПМ и надбавки к цене оптового рынка (ДПМ ТЭС, ДКМ⁶ ГЭС и АЭС, новые электростанции в Крыму и Калининградской области).

² Рынок «на сутки вперёд».

³ Конкурентный отбор мощности.

⁴ Конкурентный отбор мощности нового генерирующего оборудования.

⁵ Мусоросжигательные заводы.

⁶ Договоры купли-продажи мощности.

5. Бюджетное софинансирование (АЭС⁷, новые ТЭС на Дальнем Востоке⁸ и в Крыму⁹).

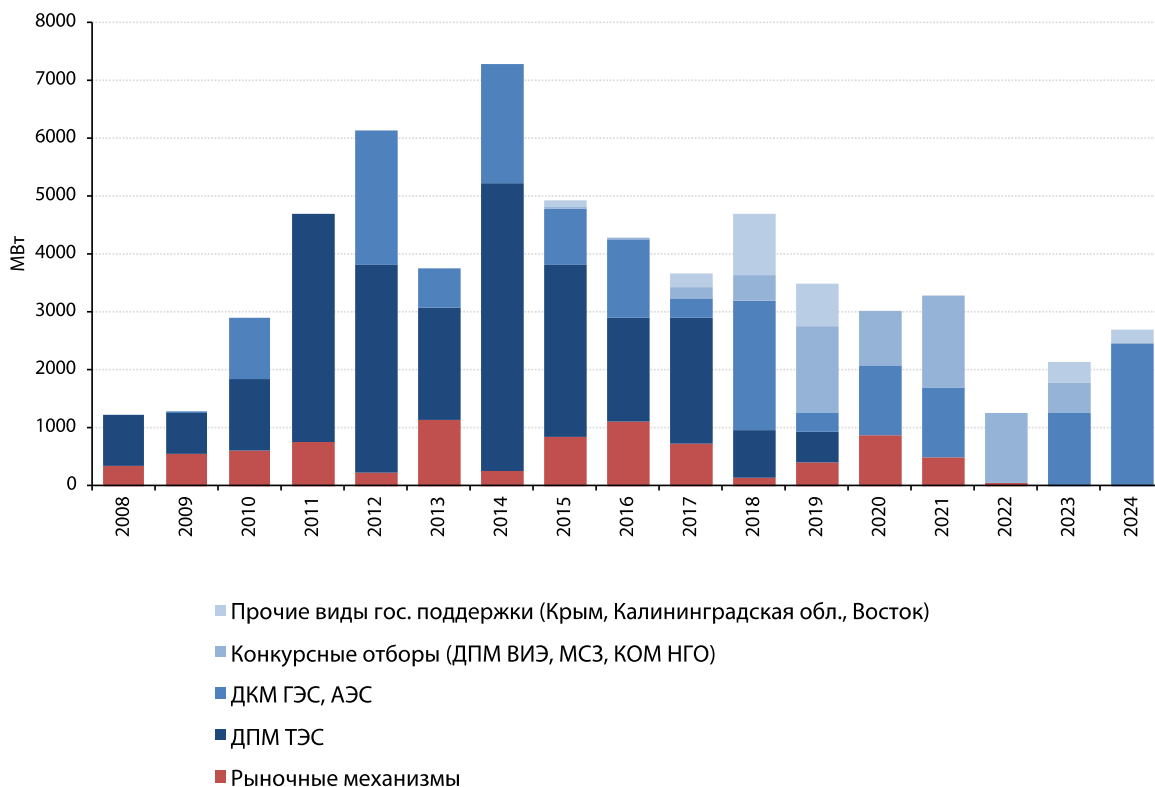


Рисунок 2. Структура вводов генерирующих мощностей по видам механизмов поддержки.

Составлено по данным «СО ЕЭС» и других источников. Суммарный объём вводов на рисунках 1 и 2 может несколько различаться для отдельных лет в силу отсутствия данных о некоторых объектах в публичной отчетности «Системного оператора» и статистических расхождений.

При этом отсутствуют реальные перспективы какого-либо изменения ситуации в лучшую сторону. Так, сейчас завершается согласование программы модернизации ТЭС (по своим принципам близкой к конкурсным ДПМ), причём предполагается сохранение механизмов КОМ и КОМ НГО. Вновь продвигается идея о необходимости дальнейшей поддержки ВИЭ-генерации за рубежом 2024 г. Наконец, с истечением срока действия ФЦП по атомной энергетике неизбежно встанет вопрос о возврате инвестиций в сооружение энергоблоков АЭС.

Если программу модернизации ТЭС возможно реализовать, не допуская роста цен сверх инфляции хотя бы в теории, то поддержка всех имеющихся механизмов

⁷ Госпрограммой «Развитие атомного энергопромышленного комплекса» планируется выделение около 260 млрд руб. на строительство новых блоков АЭС в 2014—2020 гг.

⁸ Для финансирования из строительства в уставный капитал ОАО «Русгидро» указом Президента России от 22.11.2012 № 1564 было внесено 50 млрд рублей.

⁹ «Ростех» в 2015 г. получил 25 млрд руб. бюджетных субсидий на сооружение двух ТЭС в Крыму (постановление Правительства России от 13.07.2015 № 703).



финансирования проектов в генерации в сочетании с затратами на параллельную цифровизацию электросетевого комплекса неизбежно войдёт в противоречие с требованием по сдерживанию темпов роста цен. Сложившаяся на сегодня система привлечения инвестиций в российскую генерацию не соответствует не только интересам потребителей, практически исключённых из процесса принятия решений о развитии сектора, но и долгосрочным интересам генерирующих компаний. Если отрасли российской экономики из-за завышенных цен на электроэнергию проигран глобальную конкурентную борьбу, то кому генераторы будут продавать электроэнергию вместо закрытых российских предприятий?

Первоочередная задача, стоящая сегодня – не обсуждение механизмов возврата инвестиций (ДПМ на модернизацию, новые ДПМ ВИЭ и т.д.), а **определение** федеральными органами исполнительной и законодательной власти, с обязательным участием потребителей, **стратегических приоритетов для отрасли**. Например: минимизация уровня цен для потребителей, снижение уровня эмиссии парниковых газов. Возможно, это должно быть обеспечение долгосрочными заказами отечественного энергомашиностроения, о чём почти совершенно забыли во время реформы РАО «ЕЭС России» и программы ДПМ. Таких целей и задач может быть неисчислимо много, но приоритетных – лишь несколько. Без определения этих приоритетов невозможно выстраивать **целевую структуру генерации**. Только после определения долгосрочной целевой структуры, можно **начать выстраивать механизмы возврата инвестиций**.

Данный подход являет собой полную противоположность сложившемуся на сегодня: например, **обсуждение численных параметров программы модернизации ТЭС происходит в условиях отсутствия актуальной Энергостратегии**. Одним из **главных аргументов для начала программы модернизации ТЭС** стал не прогнозируемый дефицит генерирующих мощностей или снижение надёжности, а **лишь ожидаемое через несколько лет снижение денежного потока от программы ДПМ**.