

DOI:

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЦЕНОВЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ НА КОНКУРЕНТНОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РОССИИ ПРИ ИНТЕНСИВНОМ РАЗВИТИИ НЕУГЛЕРОДНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ¹

Веселов Ф.В.^{а)}, Ерохина И.В.^{а)}, Никулина Е.А.^{б)}

^{а)} *Институт энергетических исследований Российской академии наук,*

г. Москва, ул. Нагорная, д. 31, корп. 2

^{б)} *SKM Market Predictor AS, Norway*

erifedor@mail.ru, info@eriras.ru

Аннотация: Рассмотрены подходы к моделированию взаимосвязей между производственной структурой электроэнергетики и ценами на конкурентном рынке электроэнергии для различных сценариев развития атомной и возобновляемой энергетики. Представлены оценки изменения спотовых цен, полученные на основе двойственного решения задачи оптимальной диспетчеризации загрузки электростанций.

Ключевые слова: электроэнергетика, атомная энергетика, возобновляемая энергетика, конкурентный рынок, моделирование, оптимизация, двойственное решение.

Введение

В свете глобальных инициатив по сдерживанию климатических изменений (Киотский протокол и пришедшее ему на смену Парижское соглашение) в большинстве стран мира растущее внимание уделяется декарбонизации экономики, национального энергетического сектора и особенно – электроэнергетики. Последнее обусловлено уникальными технологическими возможностями отрасли по вовлечению различных видов неуглеродных ресурсов для производства электроэнергии взамен традиционных видов органического топлива: угля, мазута, газа.

В зависимости от географических и экономических условий, страны выбирают различные направления развития неуглеродных электростанций: атомных, гидравлических, ветряных, солнечных, а также использующих биомассу. По данным Международного энергетического агентства (МЭА), если в 1973 году на долю неуглеродных ресурсов (прежде всего, гидроэнергии) приходилось около 25 % производства электроэнергии, то в 2017 году эта доля выросла до 35 % [1], в основном, за счет электростанций, использующих атомную энергию (АЭС) и возобновляемые ресурсы (ВИЭ).

В ЕЭС России неуглеродные электростанции (ГЭС и АЭС) формируют около 32 % установленной мощности и обеспечивают 36 % от общего производства электроэнергии. В отличие от большинства стран, ветряные и солнечные электростанции пока развиваются в небольшом объеме в рамках принятых Правительством РФ мер их тарифной поддержки, ограниченных 2024 годом. В то же время, для выполнения национальных обязательств по сдерживанию эмиссии парниковых газов может потребоваться переход к сценариям более интенсивного развития АЭС и ВИЭ (эффективный потенциал развития ГЭС объективно ограничен уровнем спроса в восточных регионах страны).

Активное развитие этих типов электростанций требует адаптации энергосистем к растущему рассогласованию между режимами (суточным профилем) потребления электрической энергии и режимами ее генерации на неуглеродных источниках: если блоки АЭС обладают низкими маневренными характеристиками (техническими возможностями по оперативному сбросу и набору мощности), то ВИЭ-электростанции (без дополнительных накопителей) выдают мощность в погодозависимом, стохастическом режиме. Основные меры по адаптации энергосистем к росту неуглеродных источников связаны с расширением запаса регулировочного диапазона, вводом дополнительных пиковых мощностей, поддержанием увеличенного объема резервных мощностей (с учетом большой единичной мощности блоков АЭС и низкой гарантированной доступности мощности ВИЭ-электростанций), усилением электрических связей с другими энергосистемами для передачи/получения возникающих в отдельные часы суток избытков/дефицита мощности [2, 3].

Сопутствующие этим мерам общесистемные затраты на интеграцию мощностей, увеличивают и без того высокую стоимость неуглеродной трансформации энергосистем. С точки зрения комплексной оценки эффективности на основе сопоставления затрат и выгод от развития неуглеродных электростанций особенно актуальным является, наряду с оценкой затрат, рассмотреть и потенциальные экономические выгоды для потребителей электроэнергии через моделирование изменений на конкурентном (спотовом) рынке электроэнергии («рынок на сутки вперед», РСВ),

¹ *Исследование выполнено при поддержке гранта РФФИ (проект № 17-79-20354)*

который в России обеспечивает не менее половины суммарной выручки генерирующих компаний на оптовом рынке электрической энергии и мощности (и более 80 % выручки от продажи электроэнергии).

1 Механизмы формирования ценовых эффектов на конкурентном рынке электроэнергии при активном развитии неуглеродных электростанций

В основе работы спотового рынка электроэнергии лежит почасовая (в некоторых странах и более частая, с интервалами до 15 минут) оптимизация состава поставщиков электроэнергии по уровню краткосрочных переменных затрат, основную часть которых составляют топливные затраты. Таким образом, формируется кривая оптимального предложения электроэнергии. Цена электроэнергии на каждый час определяется переменными (топливными) затратами электростанции, замыкающей баланс электроэнергии в каждом конкретном узле энергосистемы, исходя из текущего уровня спроса (рис. 1).

Неуглеродные технологии принимаются в баланс спотового рынка электроэнергии в приоритетном порядке, по сути, не участвуя в конкуренции с тепловыми электростанциями из-за несопоставимо более низких переменных затрат. На российском оптовом рынке такой «ценопринимающий» сегмент достаточно большой, что отражает долю ГЭС и АЭС в структуре генерирующих мощностей. При этом дополнительные объемы атомной, гидро-, ветро- и солнечной генерации будут расширять этот «ценопринимающий» сегмент, вытесняя из баланса все больше электроэнергии от ТЭС, сдвигая вправо кривую предложения электроэнергии от тепловых электростанций (в отличие от низкоуглеродных технологий ТЭС, развитие которых меняет сам профиль кривой предложения, рис. 1).

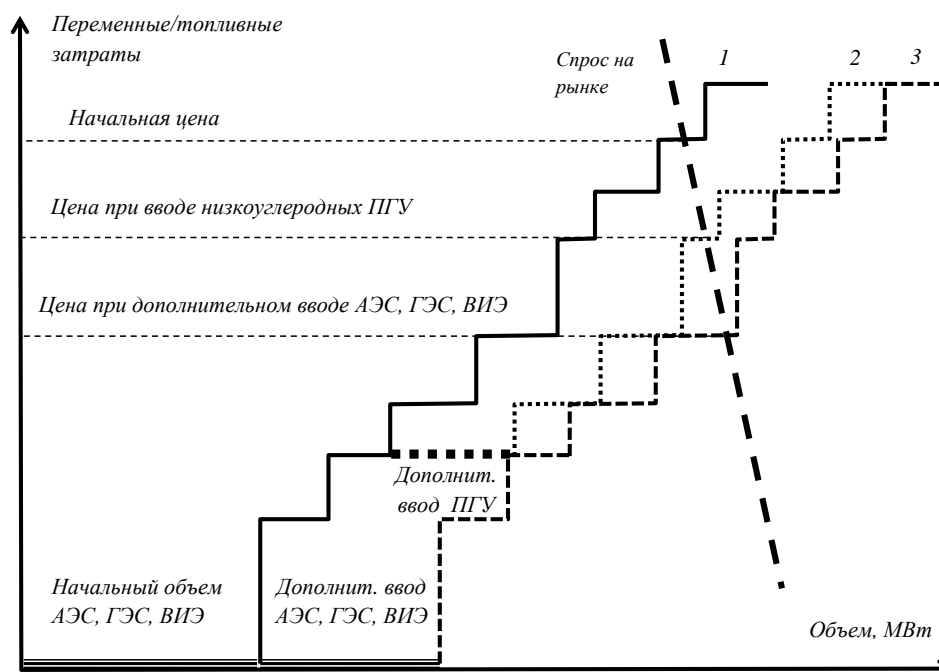


Рис. 1 – Влияние вводов низкоуглеродных ТЭС и безуглеродных технологий на конкурентную цену электроэнергии

Изменение условий почасового баланса спроса и предложения приводит к изменению его главной экономической характеристики – снижению равновесной цены электроэнергии, которая будет определяться переменными затратами уже другого, более дешевого поставщика, замыкающего баланс при новых условиях. Этот эффект наглядно проявляется в энергосистеме Германии, где доля ВИЭ-электростанций является одной из самых высоких. За период 2011 – 2016 гг. при росте доли ветряных и солнечных электростанций более чем на треть (с 31 % до 43 %) спотовая цена электроэнергии упала более чем на 80 %. При этом, как показано на рис. 2, прослеживается четкая взаимосвязь между снижением цены и приростом доли ВИЭ.

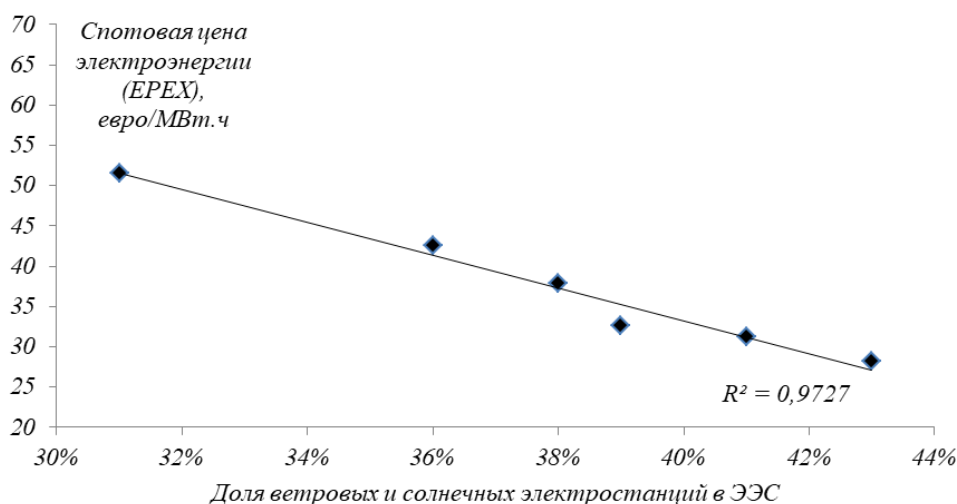


Рис. 2 – Сопоставление динамики среднегодовых значений спотовой цены электроэнергии в Германии и доли ветровых и солнечных электростанций.

Так как снижение цены распространяется на весь объем электроэнергии, торгуемый на спотовом рынке, то абсолютный экономический выигрыш для потребителей может быть достаточно большим. Применительно к российскому рынку РСВ снижение спотовой цены на 1 % означает экономию для потребителей почти в 10 млрд рублей в год. Однако чистый эффект для потребителей будет ниже из-за того, что новые неуглеродные электростанции не окупаются только за счет спотового рынка, и для этих проектов оплата электроэнергии и/или мощности осуществляется по более высоким тарифам, обеспечивающим инвестиционную привлекательность (гарантированную доходность на вложенный капитал). Таким образом, эффективность реализации той или иной программы развития АЭС или ВИЭ-электростанций для потребителей определяется сопоставлением выигрыша от снижения спотовой цены и объемов дополнительной тарифной поддержки для этих проектов [4].

Результат этого сопоставления неоднозначен, так как более низкая цена, формируемая на рынке при увеличении доли неуглеродных электростанций, снижает и объем выручки для этих проектов, получаемый на спотовом рынке, а значит – требует большего объема тарифной поддержки (см. рис. 3). Этот системный эффект так называемого «ценового каннибализма» нередко недооценивается при анализе условий финансирования проектов в сфере, например, возобновляемой энергетики, так как требует моделирования долгосрочных последствий на всем спотовом рынке электроэнергии. В то же время нельзя не отметить, что еще одним мощным фактором, влияющим на объемы тарифной поддержки, является снижение капитальной составляющей затрат в новые типы электростанций в результате совершенствования технологий. Согласно актуальным мировым оценкам [5, 6], в период до 2030-40 гг. продолжит снижаться удельная стоимость строительства ветряных (на 10-15 %) и солнечных (на 45-55 %) электростанций. Также значительное (до 30 %) удешевление прогнозируется и для российских АЭС нового поколения с ректорами на тепловых и быстрых нейтронах [7].

Количественная оценка этого эффекта требует специального модельного инструментария – математической модели, имитирующей процесс оптимизации коммерческого баланса электроэнергии по внутригодовым интервалам, исходя из коммерческой диспетчеризации отдельных электростанций и блоков (в зависимости от постановки задачи) на основе их топливных затрат (или ценовых заявок, которые могут включать и другие составляющие переменных затрат и норму прибыли).

В данном проекте для этих целей была использована модель EMPS (EFL's Multi-area Power-market Simulator), являющаяся разработкой норвежского научно-исследовательского института SINTEF и широко используемая для моделирования балансов и цен в североевропейском энергообъединении NORDPOOL, в континентальной части Европы [8]. В России данная модель применяется для моделирования последствий различных стратегических решений на оптовый рынок электроэнергии и мощности, таких как варианты реализации инвестиционных программ и ввода крупных объектов, развития межсистемных связей, интеграции рынков в рамках ЕАЭС, развития экспорта электроэнергии и проч. [9].

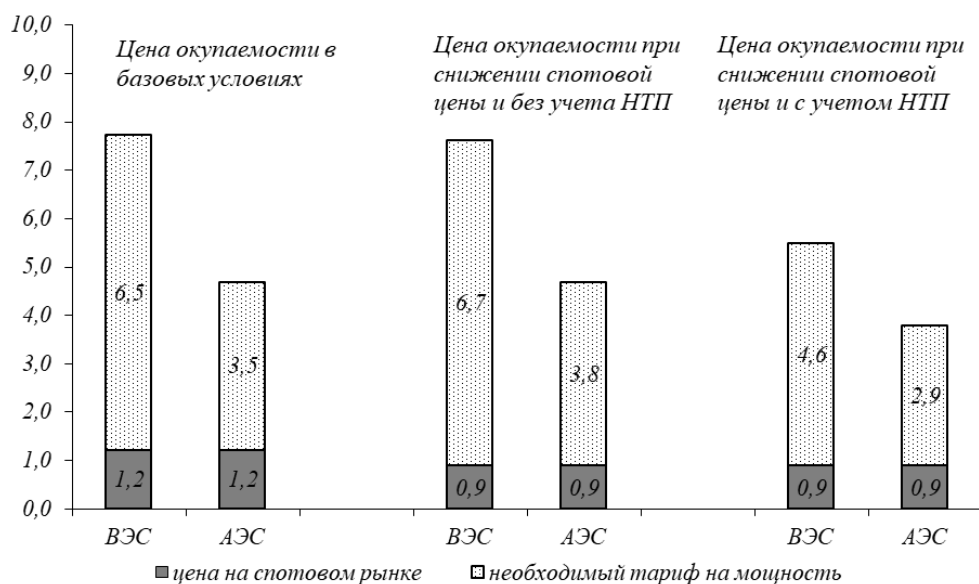


Рис. 3 – Взаимосвязь снижения спотовых цен и объемов тарифной поддержки для неуглеродных технологий (на примере ветряных и солнечных электростанций) с учетом фактора НТП.

В модели EMPS используется многозонное представление ЕЭС России (по зонам свободного перетока мощности - ЗСП), а при описании межсистемных связей между зонами учитывается агрегированная пропускная способность ЛЭП (в МВт), уровень электрических потерь (квадратичная функция) и тариф на передачу. Минимальным временным интервалом в модели являются последовательные часовые периоды в течение недели, для отображения вариаций спроса и предложения в течение недели. Неделя может содержать до 84 часовых периодов, а горизонт выполнения расчетов от 1 года до 10 лет.

2 Характеристика изменений в производственной структуре в ЕЭС России при различных сценариях развития неуглеродных электростанций

Балансовые условия для исследования ценовых последствий при развитии БЭТ в энергетике ЕЭС России сформированы на основе прогноза растущего спроса на электроэнергию со среднегодовым темпом в 1,6 %: с 1008 млрд кВт·ч в 2015 г. до 1452 млрд кВт·ч в 2040 г. Потребность в генерирующей мощности за этот период вырастет с 204 до 299 ГВт.

При исследовании ценовых последствий на спотовом рынке при различных масштабах развития неуглеродных технологий для заданного роста объемов потребности в электроэнергии и мощности было сформировано и рассмотрено несколько вариантов развития электроэнергетики:

- базовый (вариант 1) предполагает сохранение действующей структуры установленной мощности;
- развитие электроэнергетики с учетом роста доли традиционных безуглеродных технологий, таких как АЭС (в основном в европейских районах) и ГЭС (для восточных районов ЕЭС России) с дополнительным ростом их мощности к 2040 г. на 10 % (вариант 2.1) и на 20 % (вариант 2.2).;
- развитие электроэнергетики за счет существенного роста возобновляемых источников энергии в различных соотношениях: равномерного роста ВЭС и СЭС (вариант 3.1), роста только ВЭС (вариант 3.2), роста только СЭС (вариант 3.3).

Развитие атомной энергетики в значительной степени определяется необходимостью замещения действующих блоков - снижение действующей мощности АЭС к 2040 г. достигает 16 ГВт. В настоящее время по всем атомным электростанциям, выбывающим в ближайшие пятилетия, разработаны и уже осуществляются проекты замещения мощности на близлежащих площадках блоками большей единичной мощности (1200 МВт). Помимо этого, для сохранения доли атомной генерации в структуре ЕЭС России вводы атомных энергоблоков на новых площадках в базовом варианте составят около 9 ГВт. В перспективе первоочередные проекты новых АЭС будут расположены в районах Средней Волги и Урала (Нижегородская, Белоярская, Южно-Уральская). В результате установленная мощность АЭС к 2040 г. в базовом варианте составит 35,6 ГВт. В дополнительных вариантах развития (2.1 и 2.2)

предложено увеличить вводы новой мощности, соответственно, на 3,6 и 6,1 ГВт за счет новых площадок в центральных и южных районах (например, Центральная и Краснодарская). Таким образом, мощность АЭС к 2040 г. может увеличиться до 39 и 42 ГВт (табл. 1).

Мощность действующих гидроэлектростанций поддерживается стабильной в ходе программ их комплексной реконструкции. В настоящее время все крупные и экономически эффективные объекты гидроэнергетики рассматриваются исключительно в энергозонах Сибири и Дальнего Востока. При этом вводы новой мощности в базовом варианте предлагаются в крайне умеренном объеме и составят 5,3 ГВт. Для дополнительных вариантов (2.1 и 2.2) вводы новых ГЭС к 2040 г. могут быть увеличены до 9,0 и 12,8 ГВт. При этом предполагается, что дополнительные новые ГЭС в ОЭС Сибири могут обеспечить перетоки мощности и энергии в европейскую часть ЕЭС России, а в ОЭС Востока – часть экспорта мощности и энергии в Китай.

До настоящего времени суммарная мощность ВИЭ-электростанций оставалась небольшой. С принятием в 2009 году Правительством РФ «Основных направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года» был запущен механизм тарифной поддержки инвестиций в ветряные и солнечные электростанции. Основным принципом этого механизма (ДПМ-ВИЭ) является конкурентный отбор проектов строительства новых ветряных (ВЭС) и солнечных (СЭС) электростанций по критерию минимума удельных капиталовложений с последующей гарантированной оплатой введенных мощностей по тарифу, обеспечивающему возврат вложенного капитала.

В соответствии с действующей Схемой и программой развития ЕЭС России на 2018-2024 годы, где уже закреплены все отобранные ДПМ-ВИЭ, новые вводы мощности ВИЭ-электростанций к 2025 году составят 2,8 ГВт. В последующие годы в базовом варианте предполагается продолжение развития ВЭС и СЭС с умеренным темпом (около 0,5 млн кВт в год). Таким образом, установленная мощность ВИЭ в базовом варианте к 2040 году составит всего 12,2 ГВт. В дополнительных вариантах (3.1-3.3) предлагается дополнительный ввод новой мощности ВИЭ-электростанций в объеме 5 ГВт за пятилетие. В результате дополнительных вводов в объеме 20 ГВт суммарная мощность ВИЭ к 2040 г. составит 32,2 ГВт, при этом мощность ВЭС будет меняться в диапазоне от 5,0 до 24,9 ГВт, а мощность СЭС – от 6,5 до 26,5 ГВт (табл. 1).

Таблица 1. Варианты структуры установленной мощности ЕЭС России в 2040 г. при варьировании масштабов развития БЭТ

	2015 г. отчет	Варианты					
		1	2.1	2.2	3.1	3.2	3.3
Установленная мощность – всего (UDn), в т.ч.	235,3	299,1	300,2	301,4	315,1	315,1	315,1
ГЭС	47,9	55,3	59,0	62,8	55,3	55,3	55,3
ВИЭ - всего, в т.ч.:	0,1	12,2	12,2	12,2	32,2	32,2	32,2
Малые ГЭС	0	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
ВЭС	0	5,0	5,0	5,0	15,0	25,0	5,0
СЭС	0,1	6,5	6,5	6,5	16,5	6,5	26,5
АЭС	27,1	35,6	39,2	41,7	35,6	35,6	35,6
ТЭС – всего, в т.ч.:	160,2	196,1	189,8	184,6	192,1	192,1	192,1
ТЭЦ – всего, в т.ч.:	87,4	125,1	125,1	125,1	125,1	125,1	125,1
- газомазутные	55,6	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1
- угольные	31,7	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1
КЭС – всего, в т.ч.:	72,9	70,9	64,7	59,5	66,9	66,9	66,9
- газомазутные	48,4	47,4	43,8	41,3	44,4	44,4	44,4
- угольные	24,5	23,5	20,9	18,2	22,5	22,5	22,5

Установленная мощность в базовом варианте 1 в 2040 г. составит 299 млн кВт, при этом структура установленной мощности слабо отличается от уровня 2015 г. Основное изменение в данном варианте связано с развитием технологий возобновляемых источников, в результате чего их доля к 2040 году вырастет до 4 %, частично снижая вклад гидро- и тепловых электростанций. Доля АЭС сохранится на отчетном уровне.

В вариантах 2.1 и 2.2 с более интенсивным развитием АЭС и ГЭС доля этих типов электростанций в структуре установленной мощности к 2040 г. увеличится (для АЭС - с 11,5 до 13,8 %, для ГЭС – с 20,4 до 20,8 %) за счет относительного снижения установленной мощности и доли тепловых конденсационных электростанций. В то же время в связи с ограничениями использования установленной мощности дополнительных гидроэлектростанций вырастет общая потребность в установленной мощности.

В вариантах 3.1 – 3.3 при более интенсивном развитии ВИЭ-электростанций рост их установленной мощности будет существенно влиять на производственную структуру в ЕЭС России: доля ВИЭ вырастет до 10,2 %, а доля ТЭС снизится с 68,1 до 60,9 %. При этом почти в таком же объеме вырастет и общая величина потребности в установленной мощности в ЕЭС России (с 299,1 до 315,1 млн кВт) из-за необходимости поддержания дополнительных резервов с учетом негарантированной доступности мощности ВИЭ в часы максимальных готовых нагрузок.

3 Количественные оценки ценовых эффектов при увеличении доли неуглеродных электростанций в ЕЭС России и их влияния на конкурентный электроэнергетики

Для каждого из рассмотренных в таблице 1 вариантов производственной структуры были проведены модельные расчеты по оптимизации баланса электроэнергетики и загрузки электростанций по каждой зоне свободного перетока по годам на следующие 20 лет. При этом на основе двойственных оценок балансовых уравнений, были определены конкурентные цены электроэнергетики, отражающие маргинальные (предельные) затраты на обеспечение дополнительной единицы спроса. Полученные результаты агрегированы по зонам свободного перетока: по каждой из них рассчитаны средневзвешенные спотовые цены электроэнергетики и определена их динамика относительно отчетного уровня.

В таблице 2 показано изменение спотовой цены электроэнергетики на последний год прогноза (2040 г.) по ЗСП для вариантов с увеличением мощности АЭС (варианты 2.1 и 2.2) относительно базового варианта (вариант 1). Дополнительные объемы мощности АЭС при этом предусматриваются в двух крупнейших ЗСП (Центр и Урал), а также в ЗСП Вятка. На рис. 4 показано годовое изменение ценового профиля для вариантов с более высокой мощностью АЭС в ЗСП Центра.

Анализ результатов моделирования позволяет сделать ряд выводов о масштабах и неоднородности ценового эффекта. Увеличение объемов вводов АЭС с учетом их высокого КИУМ приводит к замещению большого объема электроэнергетики и заметному снижению спотовой цены. В ЗСП с наибольшим приростом АЭС (ЗСП Центра и Урала) прирост мощности АЭС на 1 ГВт обеспечивает в 2040 году снижение цены (относительно базового варианта) на 2 и 5 % соответственно, а увеличение на 2 ГВт – примерно вдвое больше (на 4,5 – 9,5 %). Более сильное снижение цены характерно для ЗСП Урала, что объясняется небольшим начальным уровнем мощности АЭС в отчетном периоде. Эффект «низкой базы» приводит к тому, что относительный масштаб сдвига кривой предложения за счет увеличения выработки АЭС оказывается здесь более ощутимым.

При отсутствии ограничений по межсистемным связям этот эффект также распространяется и на соседние ЗСП. Например, в ЗСП Волги смежной с ЗСП Центра и Урала, снижение цены также заметно и составит по вариантам 2.1 и 2.2 около 3 – 5 %, а в ЗСП Тюмени, смежной с ЗСП Урала – 2 – 3,5 %. При этом в ЗСП Запада, а также в ЗСП, входящих в ОЭС Юга, из-за сетевых ограничений увеличение мощности АЭС не оказывает существенного влияния на цены.

Таблица 2. Изменение спотовой цены электроэнергетики по ЗСП для разных вариантов увеличения мощности ГЭС и АЭС

Варианты	ЗСП						
	Центр	Урал	Вятка	Тюмень	Волга	Запад	Кубань
Изменение цены в 2040 г. относительно отчетного года, раз							
вариант 1	1,235	1,332	1,299	1,364	1,310	1,274	1,316
вариант 2.1	1,209	1,273	1,255	1,304	1,279	1,265	1,311
вариант 2.2	1,179	1,217	1,203	1,249	1,246	1,261	1,306
Изменение цены в 2040 году относительно варианта 1							
вариант 2.1	97,9 %	95,6 %	96,7 %	95,6 %	97,6 %	99,3 %	99,6 %
вариант 2.2	95,5 %	91,4 %	92,6 %	91,5 %	95,1 %	99,0 %	99,2 %

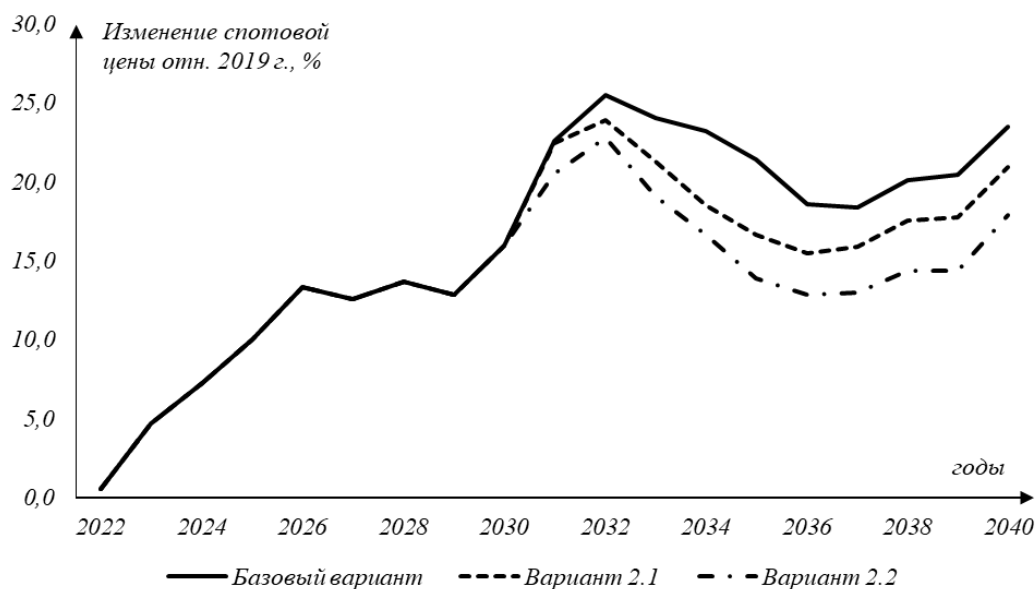


Рис. 4 – Изменение спотовой цены электроэнергии в зоне Центр в зависимости от масштабов развития АЭС (относительно 2019 года), %.

В таблице 3 показаны результаты моделирования изменений спотовой цены электроэнергии на последний год прогноза (2040 г.) по ЗСП для вариантов с увеличением мощности ВИЭ (варианты 3.1 - 3.3) относительно базового варианта (вариант 1). Дополнительные объемы мощности ВИЭ-электростанций при моделировании были распределены по ЗСП, входящих в ОЭС Юга (ЗСП Кубань, Кавказ и ряд других), Волги и Урала. Общий прирост мощности ВИЭ-электростанций на 1 ГВт распределяется между этими ОЭС в пропорции 40:40:20. Таким образом, основной прирост возобновляемой энергетики ожидается в ОЭС Юга и Волги. С учетом относительно небольшого масштаба ОЭС Юга именно здесь можно ожидать наиболее значительной структурной перестройки баланса электроэнергии, а значит и снижения спотовых цен. На рис. 5 показано годовое изменение ценового профиля для вариантов с более высокой мощностью ВИЭ-электростанций в ЗСП Кавказ.

Таблица 3. Изменение спотовой цены электроэнергии по ЗСП для разных вариантов увеличения мощности ВИЭ-электростанций

Варианты	ЗСП						
	Центр	Запад	Волга	Волгоград	Кубань	Кавказ	Каспий
Изменение цены в 2040 г. относительно отчетного года, раз							
вариант 1	1,235	1,274	1,310	1,262	1,316	1,296	1,271
вариант 3.1	1,175	1,265	1,216	1,150	1,161	1,086	0,919
вариант 3.2	1,183	1,265	1,224	1,166	1,152	1,101	0,944
вариант 3.3	1,178	1,268	1,223	1,135	1,168	1,000	0,934
Изменение цены в 2040 году относительно варианта 1							
вариант 3.1	95,2 %	99,3 %	92,8 %	91,1 %	88,2 %	83,8 %	72,3 %
вариант 3.2	95,8 %	99,3 %	93,4 %	92,4 %	87,5 %	85,0 %	74,3 %
вариант 3.3	95,4 %	99,5 %	93,3 %	90,0 %	88,7 %	77,2 %	73,5 %

Анализ результатов моделирования позволяет сделать следующие выводы о масштабах и неоднородности ценового эффекта от увеличения мощности ВИЭ-электростанций по трем группам ЗСП: в ЗСП ОЭС Юга наблюдается максимальное снижение цены при увеличении мощности ВИЭ-электростанций, которые при принятых объемах ввода оказывают огромное влияние на кривую предложения за счет формирования большого сегмента «ценопринимающего» предложения энергии; по небольшим ЗСП ОЭС Юга на 2040 год снижение цены в варианте 3.1 относительно варианта 1 составляет 23 – 26 %, по более крупной ЗСП Кубань, где вклад ВИЭ-электростанций будет ниже, цена также снизится меньше – на 12 %;

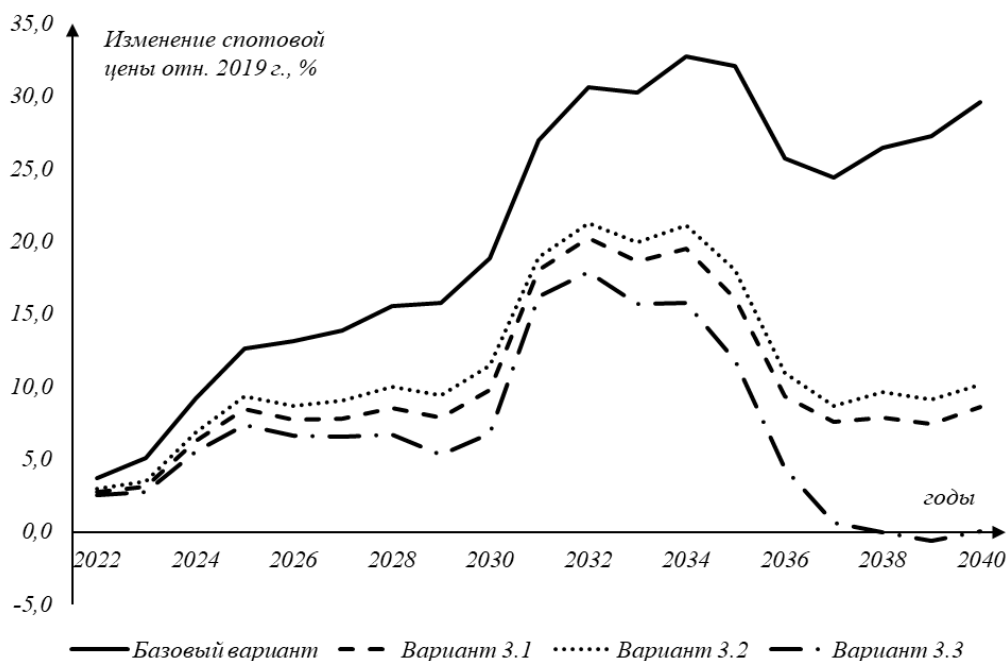


Рис. 5 – Изменение спотовой цены электроэнергии в зоне Кавказ в зависимости от масштабов развития ВИЭ-электростанций (относительно 2019 года), %.

в ЗСП ОЭС Волги, где сосредоточены крупные мощности гидрогенерации, развитие ВИЭ-электростанций будет сопровождаться меньшим снижением спотовой цены. Это связано с большими регулировочными возможностями ГЭС, которые будут компенсировать значительную часть нерегулярной выработки ВИЭ-электростанций. Таким образом, при формировании коммерческого баланса электроэнергии увеличение объема «ценопринимающей» мощности ВЭС и СЭС будет отчасти сопровождаться сокращением «ценопринимающей» мощности ГЭС. В итоге, для ЗСП ОЭС Волги на 2040 год снижение цены в варианте 3.1 относительно варианта 1 составляет 7 – 10 %;

в остальных ЗСП дополнительные объемы ВИЭ-электростанций либо отсутствуют, либо составляют незначительную часть в общем объеме производства; в таких ЗСП изменение цены не превышает 5 % и связано, как правило, с трансляцией ценовых изменений из ЗСП с высокой долей ВИЭ-электростанций.

Обобщение данных по ЗСП с заметной долей ВИЭ в структуре мощностей на 2040 г. позволяет получить укрупненную зависимость влияния этого показателя на снижение спотовой цены (относительно базового варианта). В крупных ЗСП (Урала и Волги) ввод дополнительно 1 ГВт ВИЭ-электростанций обеспечивает снижение спотовой цены относительно базового варианта на 1,8 – 2,3 % соответственно. В сравнительно небольших ЗПС ОЭС Юга вклад 1 ГВт мощности ВИЭ-электростанций снижает цену на 7 – 15 %.

Анализ результатов показал также, что технологическая структура дополнительных вводимых ВИЭ-электростанций (пропорции ВЭС и СЭС) также влияет на уровень спотовой цены (см. таблицу 3). В ряде ЗСП, где были приняты дополнительные вводы мощности ВИЭ-электростанций, наименьшая цена электроэнергии наблюдалась в варианте, когда весь прирост обеспечивается ВЭС (вариант 3.2), в других же зонах – напротив, наиболее низкая цена обеспечивалась за счет ввода СЭС (вариант 3.3). Данные результаты объясняются региональными особенностями, влияющими на КИУМ и режимы работы ветряных и солнечных электростанций. В разных ЗСП профили использования мощности ВЭС и СЭС неодинаково коррелируют с профилем суточной и сезонной нагрузки энергосистемы, а значит, их вклад в формирование ценового профиля на спотовом рынке также индивидуален для каждой ЗСП.

Заключение

Проведенное исследование позволило модернизировать технологию обоснования перспективной структуры генерирующих мощностей в ЕЭС России за счет включения в нее специального модельного инструментария для внутригодовой оптимизации балансов электроэнергии. Таким образом, с одной стороны, существенно повышается качество прогнозной оценки системных эффектов (и сопутствующих затрат), связанных с технологической, неуглеродной трансформацией

электроэнергетики. С другой стороны, этот же инструментарий, обеспечивая оптимизацию по экономическому критерию (минимизируя совокупные переменные затраты на обеспечение спроса на электроэнергию) является хорошим симулятором конкурентного спотового рынка электроэнергии и позволяет оценить влияние структуры мощностей на изменение как долгосрочной динамики среднегодовых спотовых цен, так и их внутригодового профиля. Тем самым создается важная информационная база для оценки экономической эффективности принимаемых инвестиционных решений для потребителей электроэнергии.

Выполненные модельные расчеты позволили оценить приростные характеристики изменения спотовых цен в зависимости от масштабов развития атомной и возобновляемой энергетики по отдельным зонам свободного перетока (ЗСП) в ЕЭС России – в сравнении с базовым вариантом развития отрасли. Ценовой эффект сильно зависит от размера ЗСП и профиля кривой предложения, включая и ее уже существующий «ценопринимающий» сегмент.

Применительно к АЭС ввод 1 ГВт мощности снижает спотовую цену на 2 % в зоне Центра и 5 % в зоне Урала (относительно базового варианта). При этом ценовой эффект оказывается выше, чем возникающий в этих ЗСП при увеличении объемов высокоэкономичной парогазовой мощности на ТЭС и оцененный в 1,4 – 3,3 % на 1 ГВт [10]. Из-за более низкого КИУМ ценовой эффект от ввода 1 ГВт ВИЭ в ОЭС Урала будет скромнее – около 1,8 %, но в ЗСП ОЭС Юга, где планируется наиболее интенсивное развития возобновляемой энергетики, ценовой эффект от 1 ГВт этих электростанций может достигать 7 – 15 %.

Таким образом, количественно подтверждены возможности для заметного снижения спотовых цен на оптовом рынке электроэнергии при увеличении доли безуглеродных технологий, что является важным фактором, влияющим на обоснование эффективных масштабов и темпов трансформации производственной ЕЭС России в рамках стратегии низкоуглеродного развития страны.

Литература

1. Keyword Energy Statistics 2019. IEA/OECD. Paris. 2019.
2. European Power System 2040. Completing the map, ENTSO-E, Brussels, 2019.
3. 12 Insights on Germany's Energiewende [Text]. Agora, 2013.
4. *Веселов Ф.В., Новикова Т.В., Хоршеев А.А.* Технологическое обновление теплоэнергетики как долгосрочный фактор сдерживания цен электроэнергии // Теплоэнергетика, 2015, №12. - С. 3-12.
5. Technology pathways in decarbonisation scenarios. Advanced System Studies for Energy Transition. EU, July 2018.
6. Power generation assumptions in the New Policies and SDS Scenarios in the World Energy Outlook 2018 (WEO-2018). OECD/IEA, 2018.
7. *Адамов Е.О., Рачков В.И., Толстоухов Д.А., Панов С.А.* Сравнение технико-экономических показателей различных вариантов реализации ЯТЦ реакторов АЭС.// Известия Российской Академии Наук. Энергетика, 2016, №4. - С.25-36.
8. *Wolfgang, O., Skjelbred, H. I. and M. Korpås* "Evaluating North Sea grid alternatives under EU's RES-E targets for 2020," Sintef Energi AS, 2012.
9. *Балыбердин В.* Обоснование экономической целесообразности введения ОЭС ЕАЭС // Эффективное антикризисное управление, 2016, №1. - С. 55-61.
10. *Veselov F. and Nikulina E.* "Modeling Price Effects of Upgrading Strategies of Thermal Power Plants on the basis of Low Carbon Technologies in a Competitive Market," 2019 Twelfth International Conference "Management of large-scale system development" (MLSD), Moscow, Russia, 2019. - P. 1-3. DOI:10.1109/MLSD.2019.8910980.