

Данный файл является фрагментом электронной копии издания,
опубликованного со следующими выходными данными:

УДК 338.9
ББК 65.9(2Р)37+65.9(2Р)304.14+
И 742

Рецензенты:

*доктор экономических наук В.Ю. Малов,
доктор экономических наук Т.С. Новикова,
доктор экономических наук С.Н. Найден*

И 742 **Инфраструктура пространственного развития РФ: транспорт, энергетика, инновационная система, жизнеобеспечение** / под ред. к.э.н. О.В. Тарасовой. – Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2020. – 456 с.

ISBN 978-5-89665-358-5

Авторский коллектив:

Барыбина А.З. (глава 3.3), Бычкова А.А. (глава 1.3), Виниченко В.А. (глава 4.3), Гайворонская М.С. (глава 2.3), Горбачёва Н.В. (глава 2.1), Гулакова О.И. (глава 1.5), Дёмина О.В. (глава 2.2), Дубровская Ю.В. (глава 1.1), Заостровских Е.А. (глава 1.4), Иванова А.И. (глава 3.1), Канева М.А. (глава 4.1), Козоногова Е.В. (глава 1.1), Котов А.В. (глава 1.6), Милякин С.Р. (глава 1.7), Пеньковский А.В. (глава 2.4), Пыжжев А.И. (глава 1.8), Рослякова Н.А. (глава 1.2), Ростовский Й-К. (глава 2.5), Темир-оол А.П. (глава 4.4), Тарасова О.В. (введение, глава 4.2, заключение), Фурсенко Н.О. (глава 3.2), Халимова С.Р. (глава 3.1).

Книга посвящена рассмотрению проблем и перспектив инфраструктурного развития России на современном этапе. Актуальность работы связана с особым значением вопросов пространственной связности территорий страны и существенной ролью различных инфраструктурных элементов в экономическом развитии.

Главы монографии содержат анализ состояния и обсуждение перспектив развития транспортной (по видам), энергетической, социальной инфраструктуры и инфраструктуры цифровой экономики РФ. Авторы представляют экономико-математические модели отдельных инфраструктурных объектов, отраслевых комплексов, производят обоснование механизмов государственной поддержки инфраструктурного развития.

Монография может быть полезной для научных сотрудников, практиков, преподавателей и студентов экономических специальностей, чьи интересы связаны с вопросами инфраструктурного развития России.

ISBN 978-5-89665-358-5

УДК 338.9

ББК 65.9(2Р)37+65.9(2Р)304.14
И 742

© ИЭОПП СО РАН, 2020 г.
© Коллектив авторов, 2020 г.

Полная электронная копия издания расположена по адресу:
http://lib.ieie.nsc.ru/docs/2020/Infrastruktura_prostranstvennogo_razvitija_PF/Infrastruktura_prostranstvennogo_razvitija_PF.pdf

2.1. ДОСТУПНОСТЬ ТРАДИЦИОННЫХ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИБИРИ¹

Мировая экономика проходит процесс масштабной электрификации, при этом нарастает конкуренция между превалирующими сейчас углеводородами и набирающими силу возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ). Показательно, что глобальные инвестиции устремились в электроэнергетику, привлекая 42% от совокупных 1800 млрд долл. вложений в мировую энергетику [1]. Главные денежные потоки идут в возобновляемую энергетику (41%) и электросети (42%), остальные – в топливную и атомную генерации. Мир готовится к масштабной электрификации на основе возобновляемой энергетики.

Сибирь как мегарегион² России представляет собой сложную среду для развития ВИЭ. Как известно, Сибирь изобилует углеводородами, которые помимо экспортных выгод дают более 65% электроэнергии и тепла для почти тридцатимиллионного населения и крупной энергоемкой промышленности [2]. В то же время мегарегион обладает значительным потенциалом ветровой и солнечной энергии, который пока мало реализован: совокупная мощность солнечных станций, единственных представителей крупной сетевой ВИЭ в мегарегионе, в 6 раз меньше, чем в европейской части России, т.е. 90 МВт против 535 МВт (без учета Крыма).

Представляет интерес провести сравнительный анализ главных в Сибири источников традиционной электроэнергетики – *газовой и угольной генерации*, и недавно появившихся возобновляемых источников – *солнечной и ветровой энергии*. Сопоставление источников энергии предлагается провести по базовому принципу выработки электроэнергии – это *ее доступность*, что означает

¹ Работа выполнена в рамках реализации НИР ИЭОПП СО РАН, проект XI.170.1.2 (0325-2019-0013) № АААА-А17-117022250128-5

² В статье под Сибирью понимается мегарегион России, простирающийся от Уральских гор до Тихого океана и включающий 24 субъект РФ. Более подробно см. [Сибирь как мегарегион, 2018].

наличие развитого электросетевого хозяйства и приемлемые для потребителей цены. Электроэнергия воспринимается обществом как «сырье» и *«потребители думают, прежде всего, об услугах, которые обеспечиваются энергией, а не о том, откуда она берется. Главным образом их интересует ее доступность и затраты»* [3, с. 35].

Ископаемые и возобновляемые источники энергии по-разному стремятся обеспечить наивысший уровень доступности. Традиционные электростанции интегрированы в уже имеющиеся централизованные электросети, и экономия образуется при масштабном непрерывном производстве электроэнергии и тепла. Объекты ВИЭ, напротив, требуют создания нового типа электросетей – децентрализованных, когда энергорынок еще не готов к преры-вистому отпуску электроэнергии.

В отличие от многих экономических благ, которые, как правило, материальны, *«электричество и тепло приобретают видимые черты только благодаря инфраструктуре и эффектам»* [4]. Определенная виртуальность преобразования электроэнергии усложняет экономическую оценку материальных и нематериальных последствий, например, эмиссии вредных веществ или неявных дополнительных платежей потребителей при использовании того или иного источника энергии. Приемлемость цен означает не только низкую себестоимость электроэнергии, но и платежи за электроэнергию, необременительные для населения с низкими доходами, что соответствует принципам справедливости и общего блага.

Таким образом, процесс производства электроэнергии представляет не самоочевидный объект анализа, а феномен, имеющий экономические, социальные, политические и технические характеристики; и сочетание этих факторов обеспечивает доступность традиционных и возобновляемых источников энергии. В этой главе поставлены две задачи. Первая – оценить уровень развитости энергетической инфраструктуры для использования традиционных и возобновляемых источников энергии. Вторая – оценить стоимость электроэнергии, произведенной за счет этих двух типов энергии в мегарегионе. Избранный нами методологический подход «от общего к частному» (дедуктивный метод) обусловлен глобальным характером и цивилизационной значимостью энерге-

тики. Используя актуальные данные международных организаций, а также современные достижения научной мысли и обзора концепций, предлагаемый общеметодологический подход позволяет выявить важные факторы обеспечения доступности электроэнергии в глобальном контексте. Затем действенность этих факторов рассматривается на конкретном примере мегарегиона Сибирь, что позволяет дать оценку сравнительных преимуществ традиционных и возобновляемых источников и соотнести их с глобальными тенденциями.

2.1.1. Энергетическая инфраструктура

В Сибири возможность традиционных электростанций быстро «включиться и играть» является неоспоримым преимуществом углеводородов в условиях уже созданных для них централизованных линий электропередач и распределительных сетей. Это стало результатом реализации масштабного проекта электрификации российской экономики – плана Государственной комиссии по электрификации России (ГОЭРЛО), разработанного в 1920 г. под девизом, сформулированным В.И. Лениным: «Коммунизм – это есть Советская власть плюс электрификация всей страны», так как «только тогда, когда страна будет электрифицирована, когда под промышленность, сельское хозяйство и транспорт будет проведена техническая база современной крупной промышленности, только тогда мы победим» [5]. В то время грандиозные планы строительства единой энергосистемы в России многими современниками воспринимались скептически. Так, известный британский фантаст Г. Уэллс, взяв у В.И. Ленина интервью, отметил, что «Ленин сам впал в утопию, утопию электрификации... Можно ли представить себе более дерзновенный проект в этой огромной равнинной, покрытой лесами стране, населенной неграмотными крестьянами, лишенной источников водной энергии, не имеющей технически грамотных людей, в которой почти угасли торговля и промышленность? Такие проекты электрификации осуществляются сейчас в Голландии, они обсуждаются в Англии, и можно легко представить себе, что в этих густонаселенных странах с высокоразвитой промышленностью электрификация

окажется успешной, рентабельной и вообще благотворной. Но осуществление таких проектов в России можно представить себе только с помощью сверхфантазии» [6]. Но будучи реализованным, этот мегапроект обеспечил лидерство советской России по производству электричества среди европейских стран: оно увеличилось с 1,95 ГВт•ч в 1913 г. (в промышленно развитой Великобритании было 2,5 ГВт•ч, а в Германии 8 ГВт•ч) до 39,4 ГВт•ч в 1938 г. (в Великобритании – 33,8 ГВт•ч, в Германии – 55,3 ГВт•ч) [7].

В наши дни высокая интегрированность современных электростанций в сетевое хозяйство Сибири позволяет извлекать выгоды за счет «эффекта масштаба», кратно увеличивая выработку электроэнергии на единицу установленной мощности. Дополнительная выгода состоит в экономии затрат при одновременном производстве электроэнергии и тепла (так называемой *когенерации*), что позволяет старым электростанциям на докритических параметрах пара использовать в Сибири топливо почти столь же эффективно, как это происходит на современных угольных электростанциях на суперкритических параметрах пара в Китае и Японии [8]. Инерционность в работе угольных и газовых ТЭС, то есть неспособность быстро изменять объемы выработки электроэнергии, дает еще одно важное преимущество: высвобождение времени для диспетчеризации пиковых и базовых нагрузок. Это пока невозможно для ВИЭ-генерации, где нагрузка может «пропасть» внезапно, и решение о ее замещении потребует принять мгновенно. Например, летом 2019 г. в Республике Алтай произошло внезапное отключение солнечных электростанций из-за попадания молнии на фотовольтаические элементы модулей. Неожиданный обрыв электроснабжения потребовал немедленного перетока электроэнергии от угольных электростанций соседнего региона – Алтайского края.

Но «сетевые» выгоды угольной генерации существенно ограничены высоким, до 60–80%, износом мощностей и сетей. Это дестабилизирует надежность энергосистемы Сибири и ведет к росту числа аварий на электростанциях. Например, крупная авария 1 августа 2017 г. оставила без света 1,5 млн человек в Благовещенске и во Владивостоке, был прекращен экспорт электро-

энергии в Китай, остановлены крупные гидро- и угольные электростанции¹.

Для обеспечения надежности энергосистемы Сибири треть электростанций вынуждена работать на пониженных мощностях для соблюдения обязательного резерва; такое содержание «в режиме ожидания» обходится весьма дорого (309 тыс. руб./МВт в месяц в 2018 г.). Однако оценки достаточности резервной мощности топливных электростанций зависят от сезонности работы крупных ГЭС, обеспечивающих в Сибири 35% установленной мощности. Высокое потребление электроэнергии и тепла наблюдается, естественно, зимой, когда реальная резервная мощность составляет меньше 1 ГВт (примерная мощность одной угольной электростанции): *«кажется, что у вас 28% резерва, а на самом деле всего 6–8%. А если заработает алюминиевый завод [второй по счету в Сибири] и потребление вырастет на 1 ГВт, то 6–8% как корова языком слизет»* [9]. При этом зимой из-за маловодности рек ограничена мощность местных гидроэлектростанций, из максимального возможного в 2 ГВт перетока из европейской части России в Сибирь поступает напрямую только 300 МВт, а остальной поток идет по территории Казахстана, и в случае тридцатиградусных морозов и внезапного отключения электроэнергии *«неизвестно, как они [Казахстан] себя поведут ... если у них не все хорошо, то они загружат свои линии в первую очередь, своя-то рубашка ближе к телу»* [9].

Дополнительные издержки традиционной электроэнергетики – это *значительные потери при передаче электроэнергии* на длительные расстояния. Издержки при транспортировке возрастают с квадратом расстояния, поэтому на большие дистанции эффективнее передавать ток под высоким постоянным напряжением, через высоковольтные линии электропередач (ЛЭП), а затем понижать напряжение с помощью трансформаторов и доставлять до конечного потребителя с помощью распределительных сетей. Такая комплексная доставка электричества имеет значительные издержки, особенно в Сибири с ее огромными расстояниями. Россия входит в пятерку стран мира с самыми высокими

¹ Справка-доклад о нарушении электроснабжения в Хабаровском крае. Ситуационно-аналитический центр Минэнерго России, 1 августа 2019 г. – URL: <https://сацминэнерго.рф>

потерями в электросетях: 10% от отпуска электроэнергии в сеть (табл. 1), но в Сибири, в солнечных республиках Алтай и Бурятия, этот показатель достигает 20%. Напротив, в Кемеровской области потери самые низкие (всего 4% в 2017 г.), так как изобилие угля позволяет выработать там самую дешевую электроэнергию и за счет этого автоматизировать и оцифровывать многие энергетические процессы¹, тем самым снижая потери и предупреждая воровство в электросетях.

Возобновляемые источники энергии в Сибири зависят от уникальных природно-климатических условий и поэтому пока проигрывают углеводородам по способности беспрепятственно «подключиться и работать». Для слаженного снабжения потребителей переменчивой энергией солнца и ветра необходима высокая степень интеграции энергообъектов. Эту цель преследуют *две конкурирующие модели* развития электросетевой интеграции ВИЭ: одна базируется на *децентрализации и расширении распределительных сетей*, которые позволят обеспе-

чить обеспечить электричеством и теплом труднодоступные для углеводородов малонаселенные регионы [11]; другая связывает развитие ВИЭ со строительством *высоковольтных магистральных линий* электропередач, охватывающих обширные территории [12].

Таблица 1

Потери электроэнергии в результате ее передачи по электросетям и краж, 2014 г.

Страна	% от отпуска электроэнергии в сеть
Ямайка	27
Индия	19
Кения	18
Бразилия	16
Россия	10
Индонезия	9
Великобритания	8
США	6
Китай	5
Сингапур	2

Источник: [10].

¹ Например, объем автоматизации систем учета электроэнергии на Кузбассе самый высокий в Сибири: 46% домохозяйств имеют цифровые приборы учета.

В мире идет эмпирическое тестирование обоих подходов, но в Сибири выгоды использования ВИЭ-генерации видятся преимущественно в *децентрализации* за счет производства электроэнергии в труднодоступных регионах. Для России, где две трети территории страны с населением в несколько миллионов человек находятся вне сетей централизованного энергоснабжения, перспективы ВИЭ определены в моделях децентрализации и распределительной генерации [13]. В Сибири с ее огромными пространствами и низкой плотностью населения для строительства маломощных (менее 5 МВт) внесетевых солнечных и ветровых установок определяются «медвежьи углы», куда сложно доставить топливо и проложить линии электропередач, например, ряд районов Якутии и Красноярского края¹. Таким образом, значимость децентрализации повышается благодаря росту ценности электроэнергии, за доступность к которой население в энергодефицитных регионах готово заплатить.

Но развитие сибирских ВИЭ путем децентрализации не лишено существенных недостатков: очевидны пределы развития отрасли, и ожидаемое российскими экспертами замедление «роста стоимости электроэнергии для потребителей» может оказаться необоснованным [14]. Эксперт в области энергетики *T. Nordhaus* (племянник известного в России лауреата Нобелевской премии по экономике *W. Nordhaus*) указывает на высокие издержки создания распределительных сетей в странах-адептах ВИЭ и на то, что «децентрализованные и внесетевые ВИЭ не смогут выступать субститутами энергии, необходимой в промышленном масштабе» [15]. Это особо актуально для индустриальной модели Сибири, где 60% электроэнергии потребляется крупными и средними предприятиями. Нишевая стратегия и поиск «медвежьих углов» не позволяют наращивать в мегарегионе инвестиции и полноценно извлекать эффект «экономии масштаба». Реальный энергопереход совершается в тех странах и регионах, где «*ВИЭ становится нормальной частью энергетической системы и серьезным конкурентом углеводородам помимо нишевого приложения*» [16].

¹ Геоинформационная система «Возобновляемые источники энергии России». – <http://gisre.ru/maps/sun-radiation/gor/gor-year>

Взамен децентрализации предлагается альтернативная концепция организации ВИЭ в Сибири: развитие высоковольтных магистральных линий электропередач для масштабного проекта *глобальной энергетической системы* в рамках современной амбициозной инициативы Китая «Один пояс – один путь» [17]. По оценкам Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, годовой экономический эффект от формирования только одной части глобальной энергетической системы – энергообъединения в Восточно-Азиатском регионе – составит 24 млрд долл., и максимальный выигрыш получают КНР и Япония [18], а Россия сможет ежегодно получать экономические выгоды в размере около 2 млрд долл. (менее 10%) за счет подключения сибирских и дальневосточных ГЭС и ветроустановок. Такую интеграцию авторы расчетов считают плодотворной, так как она будет способствовать политическому сближению стран.

Тем не менее интеграция сибирских ВИЭ в глобальную энергетическую систему не лишена издержек. Кроме возможных серьезных потерь в электросетях при передаче «чистой» электроэнергии на дальние расстояния, мультинациональные электросети восприимчивы к геополитическому влиянию соседних стран, особенно на стадии проектирования инфраструктуры, что порождает асимметрию в распределении сфер ответственности, финансов и рисков между участниками [19]. Энергетическая инфраструктура строится не один десяток лет и зависит как от уровня доверия между транзитерами, так и от интенсивности электро-рального политического цикла. Китай как главный инициатор глобальной энергетической электросети имеет ряд незавершенных мультинациональных проектов из-за «мозаичной» политической структуры Азии. Крупнейшая линия D в международном газопроводе Центральная Азия–Китай, которая поставляет газ из Туркменистана, Таджикистана, Узбекистана, Киргизстана в западные районы Китая, будет введена в эксплуатацию только в 2020 г. вместо планировавшегося 2016 г. из-за срывов политических договоренностей и нескончаемого согласования экономических вопросов [20]. Требуются новые подходы к управлению единым электросетевым хозяйством, так, например, в ЕС эту функцию выполняет ENTSO-E, объединяющая 36 стран по выработке 446 ГВт-часа в 2017 г.

Проектирование энергомоств в Сибири с такими партнерами, как Япония, Китай, Южная и Северная Кореи, Монголия, в рамках проекта *глобальной энергетической системы* могло бы устранить перебои в поставках переменной по природе возобновляемой энергии, но возникают новые риски – сложности трансграничного взаимодействия и межрегиональные диспропорции.

Трудности управления электросетевой компанией могут быть продемонстрированы на сибирском примере не самого масштабного по замыслу совместного проекта России и Монголии. Для решения экологических проблем при строительстве нескольких ГЭС в бассейне трансграничной реки Селенги российско-монгольская межправительственная комиссия предложила две «сетевые» альтернативы. Одна – расширение за счет «дозагрузки» Гусиноозерской ГРЭС пропускной способности действующей ЛЭП Селендума–Дархан, которая идет из России через Бурятию в Монголию. Другая, более дорогая, – строительство энергомоства с Саяно-Шушенской ГЭС, где много так называемой «запертой мощности», для чего потребуется дополнительная ветка ЛЭП 500 кВ. Эти «сетевые» альтернативы эффективнее с технологической точки зрения, безопаснее экологически и менее затратны, чем строительство нескольких ГЭС на Селенге. Но продвижение таких альтернатив затрудняется тем, что Монголии нужна собственная ГЭС: это вопрос национального престижа.

Помимо «электросетевых» дилемм ВИЭ-генерация в Сибири имеет дополнительные издержки, связанные с тем, что ветровая и солнечная генерация подключаются с низким коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ)¹. КИУМ электростанции на угле или газе в Сибири выше 60% и 58% соответственно. Ветрогенераторы, напротив, имеют КИУМ 18% в европейской части России, а наиболее эффективные солнечные установки в Сибири работают с КИУМ 15% [21]. Поэтому в России в 2018 г. солнечная и ветровая энергия составили 0,2% установленной мощности, а электроэнергии сгенерировали в 2 раза меньше – только 0,1%. Очевидно, что этого количества электро-

¹ Коэффициент использования установленной мощности измеряет количество отпущенной ежегодно электроэнергии в сеть по отношению к гипотетическому варианту работы станции 24 часа в сутки 365 дней в году.

энергии в Сибири недостаточно для отопления в течение полугодового зимнего периода.

Кроме того, ветровые и солнечные электростанции в определенные часы дня производят электроэнергию с большим избытком и нуждаются в резервном источнике генерации в остальное время суток. Для хранения электричества требуются накопители энергии не только в течение суток, но и (с учетом межсезонных колебаний) недель, и даже месяцев.

Промышленные накопители, возможно, позволят устранить этот недостаток ВИЭ в Сибири. На Алтае, где уже работает 40 МВт солнечных электростанций, планируется довести этот показатель до 140 МВт для того, чтобы покрыть пиковое время потребления в 110 МВт зимой. В 2019 г. «Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири» совместно с французской компанией SAFT установила пилотный накопитель мощностью 1 МВт. Когда случится перерыв, накопитель будет отдавать энергию в сеть, что повысит надежность энергосистемы Алтая, а в перспективе позволит дополнительно заработать на разнице между продажей дорогой энергии в часы пик и накоплением дешевой энергии в часы простоя.

2.1.2. Цены и субсидии

Ценовой фактор являются важным критерием сравнительного анализа. Известный эксперт в области энергетики *M.J. Graetz* уверен, что *«одна характеристика играет принципиально главную роль – это цена...Правительства принимают тысячи страниц законодательных документов по энергетике, но никогда в истории они и не предлагали населению платить цену, которая соответствует полным издержкам энергии, которую они потребляют»*, и никакие другие действия не имеют столь значительного потенциала эффективности, как уплата полноценной стоимости за электроэнергию [22]. Для России проблема поиска экономически обоснованной стоимости электроэнергии особо актуальна, так как экспертные оценки поляризованы: от положения, что *«в России цена электроэнергии для населения ниже, чем в ведущих зарубежных странах...Цена для большинства промышленных потребителей намного ниже»* [23] до утверждения, что

«российские тарифа [на электроэнергию] давно переросли мировой уровень» [24].

Одним из популярных индикаторов для сравнения выступает нормированная (приведенная) стоимость электроэнергии (Levelized Cost of Energy – LCOE), которая показывает издержки производства одного киловатт-часа в постоянных (реальных) ценах за весь срок службы станции. По данным консалтинговой компании *Lazard*, в 2017 г. в мире медианное значение себестоимости электроэнергии для атомной электростанции составило 148 долл. за 1 МВт•ч. (в 2009 г. было 123 долл.), угольной – 102 (111), газовой – 60 (83), солнечной – 50 (359), ветровой – 45 (135). За восемь лет солнечная и ветровая энергия смогли стать дешевле традиционной угольной и газовой генерации.

Популярен этот показатель и среди российских исследователей, но несмотря на надежность данных об капиталозатратах и операционных издержках, на рисунке 1 видно, что наблюдается значительная дисперсия оценок, которые весьма чувствительны к локализации энергообъектов.

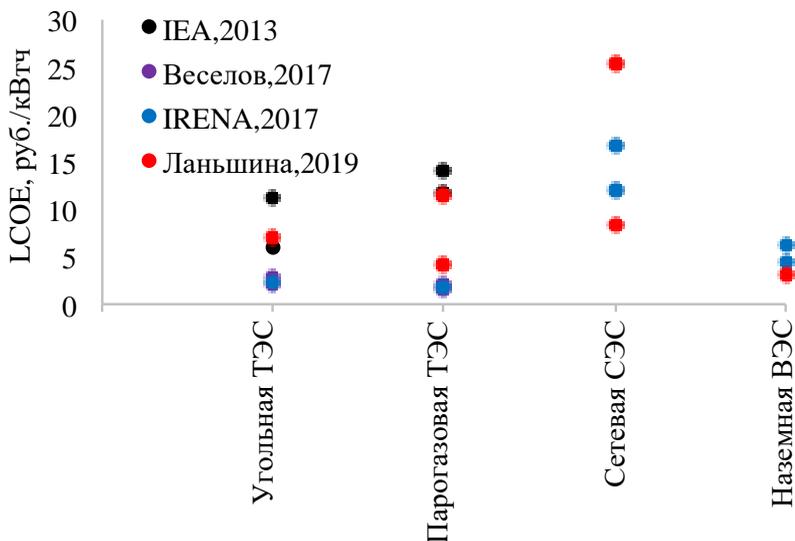


Рис. 1. Затраты производства электроэнергии в России, оценки

Источник: [25].

Самый дешевый способ производства электроэнергии в Сибири – это угольные электростанции, которые, согласно оценкам МЭА [26], производят одновременно электроэнергию и тепло с затратами 600 руб. за МВт•ч (LCOE), в то время как станции на газе делают это в 2 раза дороже, 1300 руб. за МВт•ч. Если же вырабатывать только электроэнергию, то есть без режима когенерации, то приведенные затраты составляют 1200 руб. за МВт•ч на угле и 1400 руб. на газе.

Такой низкий показатель затрат LCOE обуславливают высокую доступность электроэнергии для населения и предприятий. Львиную долю электроэнергии в Сибири (60%) потребляет крупная промышленность, конкурентоспособность которой во многом зависит от дешевизны энергоносителей; таким образом, сформировался взаимовыгодный альянс между энергоемкой промышленностью, нуждающейся в доступной энергии, и дешевой топливной генерацией, ищущей рынок сбыта в Сибири.

Дешевизна (за счет сжигания углеводородов) электроэнергии важна для населения, большая часть которого проживает в южных районах Сибири недалеко от районов добычи ископаемого топлива. Значимость ценовых эффектов повышается, если принять во внимание уровень бедности в мегарегионе, где 17%¹ населения имеют ежемесячный доход в 9–11 тыс. руб. Показательно, что доступность электроэнергии для населения в Сибири в 2 раза меньше, чем, например, в Канаде, где схожие природно-климатические условия и сопоставимые цены на электроэнергию, исходя из паритета покупательной способности (ППС)².

¹ Уровень бедности в Сибири рассчитан как среднегеометрическая величина индексов бедности в 24 регионах Сибири в 2018 г. Согласно методологии ФСГС, уровень бедности показывает долю населения региона с денежными доходами ниже региональной величины прожиточного минимума, размер которого в Сибири варьируется в среднем от 9–11 тыс. руб., за исключением Якутии и Чукотки.

² В Сибири объем электроэнергии, который можно купить на среднемесячную зарплату, составляет 12 800 кВт•ч, а в Канаде – 28 571 кВт•ч. При этом для населения цены электроэнергии сопоставимы по ППС: в Сибири 8–11 центов и в Канаде 7–16 центов. Конвертация проведена по курсу национальной валюты по ППС согласно данным МВФ: 1 RUB = 25,08 международных доллара, 1 CAD = 1,21 международных доллара.

Однако показатель приведенных затрат не учитывает важные факторы. Так, *P. Joskow* в своих расчетах убедительно показал, что этот подход игнорирует рыночные выгоды от продажи электроэнергии в пиковые часы по повышенным ценам, которые доступны для традиционных электростанций, работающих в базовом режиме, нежели для солнечных (СЭС) и ветряных электростанций (ВЭС), имеющих в нестабильный режим [27]. Таким образом, сопоставление на основе LCOE недооценивает стабильность угольных и газовых электростанций по сравнению с прерывистой ВИЭ-генерацией. Также, согласно LCOE, эффективность ветряных станций, работающих преимущественно в ночное время, вне пиковой нагрузки, преувеличена по сравнению с эффективностью фотовольтаических технологий, позволяющих вырабатывать электроэнергию в наиболее востребованное дневное время.

Второй фактор, не учтенный в LCOE, это *сетевые издержки*, которые существенно ограничивают доступность электроэнергии. Низкий уровень LCOE для ВИЭ валиден при небольших объемах подключения к электросетям. Если резко увеличить масштабы установок, то издержки кратно возрастают, как это показал опыт Испании, Италии, Японии и даже Германии, где в последние годы стали сокращать ввод мощностей в связи с каскадным ростом сетевых затрат. Как отмечается в докладе *MIT Solar Energy*, даже если сделать оборудование и установку бесплатной, возобновляемая энергетика не сможет вырабатывать электроэнергию дешевле, чем угольная генерация, из-за дороговизны компонентов «баланса системы» (Balance of System, BOS costs): затрат на установку дополнительного оборудования для конвертации постоянного тока в переменный, аккумуляторов для хранения полученной электроэнергии, кабелей для соединения с электросетью и т.д. Без кардинального снижения стоимости системных и сетевых параметров возобновляемая энергетика при всей вероятной привлекательности ее себестоимости даже с учетом субсидий будет оставаться малодоступным источником энергии.

Показатель LCOE малоинформативен и потому, что не учитывает *негативные внешние последствия*, так называемые *экстерналии*, использования угля и природного газа для здоровья

населения, состояния окружающей среды и климата. Основные теоретические положения оценки этих факторов были заложены еще в 1970-х годах. *N. Georgescu-Roegen*, который ввел понятие *биоэкономики* для того, чтобы «*постоянно иметь в виду биологическое начало экономических процессов и таким образом акцентировать внимание на проблеме существования человечества с ограниченным запасом доступных ресурсов, неравномерно размещенных и неравно присваиваемых*» [28, с. 318].

В расчет LCOE включаются только рыночные цены на топливо, которые, по оценкам МВФ, занижены в несколько раз по сравнению с полноценной стоимостью природных ресурсов, задействованных при производстве соответствующих видов энергии. Во многих странах потребительские цены установлены на уровне издержек предложения, а Аргентина и Россия продают газ на внутреннем рынке ниже себестоимости. Уголь имеет самые высокие экстерналии в связи с загрязнением окружающей среды и изменением климата, хотя его текущая цена, как правило, в разы дешевле газа. Например, в России потребительская цена угля составляет в среднем 4 долл. за 1 ГДж, но с учетом негативных экстерналий он должен стоить в 5 раз дороже, то есть 22 долл.; а цену природного газа, который на внутреннем рынке продается на 1,5 долл. ниже себестоимости, следует повысить в 1,5 раза – до 14 долл. за 1 ГДж.

Субсидии в виде прямых финансовых ассигнований или налоговых льгот также значительно занижают рыночную цену электроэнергии [29]. С точки зрения экономического анализа, субсидии – это трансфер, который перераспределяет денежные средств без увеличения благосостояния общества, хотя с точки зрения финансового анализа – это чистые выгоды, которые увеличивают рентабельность энергообъекта для частных инвесторов. Поэтому при экономической оценке стоимости электроэнергии субсидии следует исключать из анализа.

В абсолютном выражении мировая углеводородная генерация получает ежегодно примерно в полтора раза больше субсидий, чем ВИЭ: 261 млрд долл. против 150. Но если эти суммы поделить на объем отпущенной электроэнергии, то это сравнение будет не в пользу возобновляемой энергетики [30]. Последняя, согласно расчетам Глобальной инициативы по субсидиям (GSI),

получает в 5 раз больше дотаций в расчете на 1 кВт•ч, чем углеводороды: на 1 кВт•ч возобновляемой энергии приходится 5 центов, биотоплива – 5,1 цента, атомной – 1,7 цента, топливной – 0,8 цента [31]. Стоит отметить, что прорывные технологии в углеводородной энергетике, например, технологии улавливания и хранения двуокиси углерода (УХУ), также субсидируются подобно ВИЭ. Например, странами Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) предусмотрены ежегодные субсидии от 2,5 до 4 млрд долл. с 2010 по 2020 год для внедрения технологии улавливания и депонирования CO₂, использование которой делает традиционную энергетику экологически чистой. Но пока эти новые электростанции произвели ничтожно мало электроэнергии в перерасчете на выделенные миллиарды поддержки, и с учетом субсидий «чистые» технологии сжигания углеводородов остаются дорогими.

Более того, эффекты от субсидий традиционной энергетике неравномерно распределяются по разным группам населения. Исследование по 35 странам показало, что верхний квантиль по доходам населения присваивает в 6 раз больше эффектов от субсидий из-за льготных цен на энергоносители, нежели самый нижний квантиль [32]. Самое высокое энергетическое неравенство – в нефтегазовом секторе: 93 из 100 долл. приходится на потребление верхних трех квантилей населения в мире. Неравномерность распределения льготных цен на ископаемые стимулирует чрезмерное потребление и усиливает социальное неравенство в обществе.

В Сибири текущая дешевизна углеводородной генерации также достигается не вполне рыночными способами, а с использованием *прямых и скрытых субсидий*.

Во-первых, разнообразные нерыночные надбавки достигают 25% в цене электроэнергии для промышленных предприятий. Население платит за электричество по регулируемым государством тарифам, которые не покрывают всех затрат на производство и доставку энергии. Непокрытые издержки оплачивают все прочие потребители, подключенные к распределительным сетям, в первую очередь – энергоемкие промышленные предприятия Сибири. По оценке ФАС, такое перекрестное субсидирование в российских электросетях в 2018 г. составило 220 млрд руб. [33].

Помимо этого промышленные потребители Сибири оплачивают выравнивание тарифа до среднего по стране в удаленных дальневосточных регионах, а также нерыночные составляющие тарифа по всем договорам о предоставлении мощности (ДПМ)¹, которые включают не только затраты на строительство и модернизацию мощностей, но и гарантированную доходность инвесторов². Показательно, что в мегарегионе Сибири электроэнергия для промышленных предприятий в 2,5 раза дороже, чем, например, в Канаде³. Согласно оценкам МЭА, Россия находится на 2-м месте после Китая по уровню субсидирования электроэнергетики и ежегодно направляет на эти цели приблизительно 2,2% ВВП.

Во-вторых, компании, добывающие ископаемое топливо, получают разнообразные налоговые преференции. Согласно оценкам ОЭСР, общая ежегодная поддержка добычи углеводородов в России составляет около 200 млрд руб. Например, для стимулирования изучения зрелых месторождений и освоения новых в Сибири установлено льготное налогообложение⁴. Более того, в условиях больших расстояний в Сибири железнодорожная доставка угля субсидируется на 12–15%, что выгодно как угольщикам, так и РЖД, обеспечивающей себе 45% гарантированного грузопотока, особенно на восточном направлении.

В-третьих, помимо налоговых преференций энергокомпании получают льготное кредитование от госбанков. Условия кредито-

¹ Договор о предоставлении мощности обязует инвестора построить определенное количество новых генерирующих мощностей в установленный срок. Договор гарантирует им возврат инвестиций через повышенные платежи потребителей, но в случае нарушения сроков ввода инвесторов ожидают штрафы. Согласно глоссарию Ассоциации НП Совета рынка, ДПМ устанавливают также технические характеристики подлежащего вводу генерирующего оборудования.

² Цена ДПМ рассчитывается исходя из средней доходности долгосрочных государственных облигаций, прогнозная оценка которых составляет 7,7% (октябрь 2019 г.).

³ В Сибири для промпредприятий цены электроэнергии по ППС варьируются в диапазоне 16–23 цента/кВт•ч (4–6 руб./кВт•ч), а в Канаде – 4,5–9,8 центов (5,6–11,8 центов канадского долл.). Конвертация проведена по курсу национальной валюты по ППС, согласно данным МВФ: 1 RUB = 25,08 международных доллара, 1 CAD = 1,21 международных доллара.

⁴ Федеральный закон от 30.09.2013 № 267-ФЗ «О внесении изменений в части первую и вторую Налогового кодекса РФ в части стимулирования реализации региональных инвестиционных проектов на территории Дальневосточного федерального округа и отдельных субъектов РФ».

вания крупных добывающих и генерирующих компаний определяются, как правило, не критериями финансовой эффективности, а политическими мотивами. Так, после введения финансовых санкций против России (2014 г.) банки с госучастием открыли кредитные линии по льготным процентным ставкам для перекредитования энергокомпаний в целях реализации новых угольных проектов в Якутии и нефтегазовых – на Ямале. Владея транснациональным бизнесом, крупные российские энергокомпании привлекают поддержку отечественных финансовых институтов и для своих зарубежных проектов. Согласно оценкам независимого аналитического центра The Overseas Development Institute, финансовые институты, аффилированные с российским правительством, ежегодно выделяют 244 995 млн руб. (6 686 млн долл.) для поддержки проектов углеводородной тематики.

ВИЭ-генерация в Сибири также получает существенную поддержку. *Во-первых*, используется апробированный для традиционных электростанций внерыночный механизм – ДПМ о строительстве крупных сетевых объектов ВИЭ. Этот договор дает возможность в течение 15 лет получать повышенные платежи, обеспечивающие возврат капиталозатрат и 14% доходности для инвестора введенной «зеленой» мощности¹, хотя в Сибири (второй ценовой зоне) в цене на мощность на оптовом рынке ДПМ-составляющая за счет ввода ВИЭ-генерации в 10 раз меньше, чем за счет строительства ТЭС по такой же схеме: 32 тыс. руб./МВт против 262 тыс. руб./МВт соответственно. *Во-вторых*, поддержка ВИЭ осуществляется косвенно, посредством господдержки промышленных предприятий, производящих оборудование для солнечных и ветровых станций, например в рамках специальных инвестиционных контрактов (СПИК) между инвестором и государством или займов Фонда развития промышленности (ФРП). Российское правительство уже потратило 40 млрд руб. на локализацию² производства оборудования для ввода 1 ГВт возобновляе-

¹ World Bank. Russia's new capacity-based, renewable energy support scheme : an analysis of decree no. 449. Washington, D.C.: World Bank Group, 2013.

² Для участия в конкурсе по отбору мощности в рамках ДПМ объекты возобновляемой энергетики должны удовлетворять следующим требованиям по локализации: для ветроустановок мощность более 5 МВт уровень локализации должен быть 65%, а для солнечных электростанций мощностью более 5 МВт –

мой энергетики, и для дополнительного 1 ГВт потребуется еще 15–25 млрд руб.¹

Все эти меры активной господдержки ВИЭ-генерации в Сибири, как, впрочем, и в мире, направлены на привлечение дополнительных инвестиций, которые в соответствии с концепцией «кривых обучений»² способствуют повышению эффективности энергоустановок, и в результате себестоимость выработки электроэнергии снижается. Но в отличие от мировой динамики капитальные затраты новых СЭС в Сибири не снижаются и продолжают оставаться в 1,5 раза выше например строительства передовой парогазовой электростанции в России. Новые СЭС в Сибири продают электроэнергию за 34–36 руб./кВт•ч на оптовом энергорынке, хотя среднерыночный уровень цен составляет 3,5–6 руб./кВт•ч. позволяют собственникам СЭС и ВЭС получать повышенные платежи исходя из установленной мощности, а не из объемов выработанной электроэнергии, как это имеет место в мировой практике. Поэтому они не заинтересованы в повышении эффективности технологических процессов и снижении себестоимости. Все это в долгосрочной перспективе не позволит российским потребителям «чистой» энергии окупить поддержку дорогостоящих и малоэффективных ВИЭ в Сибири. Согласно прогнозам экспертов группы The Economist, *«старомодная малоэффективная возобновляемая энергетика будет подобна белым слонам к 2050 году, и наш теперешний энтузиазм ее субсидирования будет изумлять наших внуков»* [34].

70%. В перспективе этот показатель планируется увеличить до 90 и 100% соответственно.

¹ Газета Коммерсантъ № 198 от 29.10.2018, с. 7.

² Согласно популярной концепции *кривых обучений*, рост инвестиций и расходов на исследования и разработки ведет к снижению стоимости передовых технологий за счет получения дополнительных знаний и производственного опыта, необходимых для совершенствования технологии при дальнейшем ее масштабировании. Считается, что эффект обучения во многом объясняет успех солнечной и ветровой генерации с начала инвестиционного бума середины 2010-х годов.

Заключение

По доступности угольные и газовые электростанции интегрированы в существующие энергосети Сибири и извлекают экономию при масштабном производстве электроэнергии, что пока недоступно для возобновляемой энергии. Хотя «сетевые» выгоды существенно ограничены высокими потерями в сетях и износом энергооборудования, угольная генерация имеет самые низкие приведенные затраты, что позволяет компенсировать технологическую отсталость и оставаться самым доступным источником энергии для населения, 17% которого живут за чертой бедности. Потребляя 60% электроэнергии в мегарегионе, промышленные предприятия также выигрывают от использования традиционной энергии, хотя вынуждены оплачивать разнообразные вне рыночные надбавки, достигающие 25% в цене электроэнергии. Более того, цены киловатт-часа не учитывают ущерб, наносимый здоровью, экологии и климату, а также прямое и косвенное субсидирование добычи ископаемого топлива. Все это занижает реальные издержки использования традиционной энергии в Сибири.

Использование ВИЭ в Сибири по-разному представлено в двух концепциях электросетевой интеграции: децентрализации и развитии высоковольтных магистральных линий электропередач. Децентрализация важна для энергоснабжения отдаленных регионов Сибири, но выработка электроэнергии для «медвежьих углов» не дает возможности получить «экономию масштаба», что важно для долгосрочного развития новой отрасли. Ведь настоящий энергопереход совершается в тех регионах, где *«ВИЭ становится нормальной частью энергетической системы и серьезным конкурентом углеводородам вне нишевого приложения»* [35]. Проектирование глобальных энергомоств могло бы устранить перебои в поставках переменчивой по природе возобновляемой энергии, но здесь возникают новые риски – трудности трансграничного взаимодействия и межрегиональные диспропорции.

Доступность по цене ВИЭ-генерации также достигается не вполне рыночными инструментами – применением ДПМ, которые покрывают не только затраты на строительство СЭС и ВЭС, но и обеспечивают инвесторам гарантированную до-

ходность. Промышленные предприятия также получают господдержку для 100% локализации производства ветряков и солнечных модулей. Но несмотря на субсидии, солнечная генерация остается самой дорогой в Сибири.

Доступность электроэнергии останется главным критерием сравнительной оценки источников энергии. Перспективность источников энергии будет определяться их способностью преобразовываться в электроэнергию с минимальными издержками. Пока в мегарегионе Сибири эти способности, даже с учетом негативных экологических эффектов, лучше демонстрирует традиционная генерация, нежели возобновляемая энергетика.

Список литературы

1. Горбачева Н.В. Традиционная и возобновляемая электроэнергетика в условиях Новой индустриализации: доступность и достаточность. Энергия: экономика, техника, экология. – 2020. – № 4. – С. 23–29 – DOI: 10.7868/S0233361920040059

2. Сибирь как мегарегион: параметры и цели / под науч. ред. В.И. Супруна. – Новосибирск: ФСПИ «Тренды», 2018. – 192 с.

3. Lester R.K., Hart D.M. Unlocking Energy Innovation: How America Can Build a Low-Cost, Low-Carbon Energy System. Cambridge, The MIT Press. – 2012. – 216 p.

4. Bregje Van Veelena, Annabel Pinker, Margaret Tingey, Gerald Taylor Aiken, Will Eadson. What can energy research bring to social science? Reflections on 5 years of Energy Research & Social Science and beyond. Energy Research & Social Science, 57, 2019. – 101–240.

5. Ленин В.И. Полное собрание сочинений. Том 42. Ноябрь 1920 – март 1921. Издание пятое. Политиздат. – М., 1963. – 159 с.

6. Уэллс Г. Россия во мгле / пер. с англ. яз. В. Пастоева и И. Виккер. – М.: Государственное издательство политической литературы, 1958. – С. 72–73.

7. Кембриджская экономическая история Европы Нового и Новейшего времени. Том 2: 1870 по настоящее время. – М.: Издательство Института Гайдара, 2013. – 624 с.

8. Khokhlov A., Melnikov Y. Coal power generation: new challenges and opportunities. Moscow School of Management, Skolkovo, Jan., 2019. (Rus) – URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Coal_generation_2019.01.01_Rus.pdf (дата обращения: 29.03.2020 г.).

9. Визуально генерации мало, но это самообман. Глава SGK Михаил Кузнецов об энергодефиците, погоде и иллюзиях. Газета «Коммерсантъ», № 204 от 01.11.2017, с. 10 – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3454533> (дата обращения: 29.03.2020 г.).

10. *Shrivastava B., Singh R.K.* Rich Returns from poor women collecting debts // Bloomberg Businessweek, October 9, 2017. – Pp. 18–19.

11. *Газман В.Д.* Преодоление стереотипов, связанных с возобновляемой энергетикой // Вопросы экономики. – 2019. – № 4. – С. 124–136.

12. *Brinkerink M., ÓGallachóira B., Deanea P.* A comprehensive review on the benefits and challenges of global power grids and intercontinental interconnectors. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 107, June 2019. – P. 274–287.

13. *Ратнер С.В., Нижегородцев Р.М.* Анализ опыта реализации проектов в области возобновляемой энергетики в России // Теплоэнергетика. – 2017. – № 6. – С. 38–47.

14. Прогноз развития энергетики мира и России–2019 / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина; ИНЭИ РАН – Московская школа управления Сколково. – М., 2019. – 210 с.

15. *Nordhaus T.* Written Testimony to the U.S. House of Representatives Committee on Science, Space, and Technology. May 16, 2018. – URL: https://s3.us-east-2.amazonaws.com/uploads.thebreakthrough.org/legacy/images/pdfs/Ted_Nordhaus_-_Written_Testimony.pdf (дата обращения: 27.03.2020 г.).

16. *Aklin M., Urpelainen J.* Renewables. The Politics of a Global Energy Transition. The MIT Press, Cambridge, MA., – 2018. – 330 p.

17. *Zhenya Liu, Gesong Chen, Xiupeng Guan, Qiankun Wang, Wei He.* A Concept Discussion on Northeast Asia Power Grid Interconnection. CSEE J. of Power and Energy Systems, Vol. 2, No. 4. – Dec., 2016. – Pp. 87–93.

18. *Марченко О., Подковальников С., Савельев В., Соломин С., Чудинова Л.* Россия в Евразийской электроэнергетической интеграции // Мировая экономика и международные отношения. – 2018. Том 62. – № 6. – С. 18–29.

19. *Данилин И.В.* Экономические дилеммы развития «умных сетей»: иллюзии, реалии и перспективы // МИР (Модернизация. Инновации. Развитие). – 2017. Т. 8. – № 2(30). – С. 203–214.

20. *O'Sullivan M.L.* Windfall: How the new energy abundance upends global politics and strengthens America's power. New York: Simon & Schuster, 2017. – 479 p.

21. *Дегтярев К.С.* Состояние и территориальная организация фотовольтаической солнечной энергетики в России // Окружающая среда и энергетическое поведение. – 2019. – № 1. – С. 23–38.

22. *Graetz M.J.* The end of energy: the unmaking of America's environment, security, and independence // Cambridge, Massachusetts. The MIT Press. – 2011. – 369 p.
23. *Чубайс А.Б.* Реформа российской электроэнергетики: десять лет спустя // Вопросы экономики, – 2018. – № 8. – С. 39–56.
24. *Любимова Е.В.* Электроэнергетика: экономические оттенки российских трендов // ЭКО.– 2019. – № 6. – С. 102–114.
25. *Горбачева Н.В.* Энергетический выбор Сибири: анализ выгод и издержек. – Новосибирск: Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2020. – 300 с.
26. Projected costs of generating electricity. International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, OECD, 2010. – Paris: OECD publications, 215 p.
27. *Joskow P.J.* Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies. American Economic Review: Papers & Proceedings. – 2011. – No. 100 (3). – 238–241 p.
28. *Georgescu-Roegen N.* The Entropy Law and the Economic Process. Cambridge, Massachusetts, Harvard University Press. – 1974. – 457 p.
29. *Горбачева Н.В.* Традиционная и возобновляемая электроэнергетика в условиях Новой индустриализации: достаточность и доступность // Энергия: экономика, техника, экология. – 2020. – № 3. – С. 34–41.
30. IEA (2017), Tracking Fossil Fuel Subsidies in APEC Economies, IEA, Paris. – URL: <https://www.iea.org/reports/insights-series-2017-tracking-fossil-fuel-subsidies-in-apec-economies> (дата обращения: 27.03.2020 г.).
31. Relative Subsidies to Energy Sources: GSI estimates. 19 April 2010. – URL: https://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/relative_energy_subsidies.pdf (дата обращения: 27.03.2020 г.).
32. *Merrill L., Gerasimchuk I., Sanchez L.* Stories for Success for the Talanoa Dialogue. Fossil Fuel Subsidy Reform and Taxation, March 2017.
33. Доклад о состоянии конкуренции в Российской Федерации за 2018 год (версия 27.09.2019). Федеральная антимонопольная служба России. – URL: <https://fas.gov.ru/documents/685806>
34. Megachange. The world in 2050. Edited by D. Franklin and J. Andrews. Wiley, New Jersey. – 2012. – 304 p.
35. *Aklin M., Urpelainen J.* Renewables. The Politics of a Global Energy Transition. The MIT Press, Cambridge, MA. – 2018. – 330 p.