

Стоимость декарбонизации:

*Издержки в энергосистемах
с большими долями ядерной
и возобновляемой энергии*



**Стоимость декарбонизации:
издержки в энергосистемах с большими долями
ядерной и возобновляемой энергии**

© ОЭСР, 2019
АЯЭ № 7299

АГЕНТСТВО ПО ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГИИ
ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА И РАЗВИТИЯ

ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА И РАЗВИТИЯ

ОЭСР является уникальным форумом, на котором правительства 35 демократических стран совместными усилиями решают экономические, социальные и экологические проблемы глобализации. ОЭСР также занимает важнейшее место в деятельности, направленной на оказание поддержки и помощи правительствам стран в понимании и решении новых проблем и тенденций развития, таких как корпоративное управление, информационная экономика, и вопросов, связанных со старением населения. Организация предоставляет правительствам стран возможности сравнения политического опыта, поиска путей решения общих проблем, определения рекомендуемых норм и проведения работы по координации внутренней и внешней политики.

Странами-членами ОЭСР являются: Австралия, Австрия, Бельгия, Великобритания, Венгрия, Германия, Греция, Дания, Израиль, Ирландия, Исландия, Испания, Италия, Канада, Корея, Латвия, Литва, Люксембург, Мексика, Нидерланды, Новая Зеландия, Норвегия, Польша, Португалия, Словацкая Республика, Словения, Соединенные Штаты Америки, Турция, Финляндия, Франция, Чешская Республика, Чили, Швеция, Швейцария, Эстония и Япония. Европейская комиссия также принимает участие в работе ОЭСР.

Издательство ОЭСР широко распространяет собственные результаты сбора статистических данных, экономические, социальные и экологические исследования, а также конвенции, руководства и стандарты, согласованные её членами.

Данная работа публикуется под ответственность Генерального секретаря ОЭСР. Мнения и аргументы, приведённые в настоящем документе, не обязательно отражают официальную позицию Организации или правительств стран-членов.

АГЕНТСТВО ПО ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГИИ

Агентство по ядерной энергии (АЯЭ) при ОЭСР было учреждено 1 февраля 1958 года. В настоящее время членами АЯЭ являются 33 страны: Австралия, Австрия, Аргентина, Бельгия, Великобритания, Венгрия, Германия, Греция, Дания, Ирландия, Исландия, Испания, Италия, Канада, Корея, Люксембург, Мексика, Нидерланды, Норвегия, Польша, Португалия, Россия, Румыния, Словацкая Республика, Словения, Соединённые Штаты Америки, Турция, Финляндия, Франция, Чешская Республика, Швейцария, Швеция и Япония. В работе Агентства также принимают участие Европейская комиссия и Международное агентство по атомной энергии.

Миссия АЯЭ:

- путём международного сотрудничества содействие странам-членам в поддержании и дальнейшем развитии научных, технологических и правовых основ, необходимых для безопасного, экологичного и экономичного использования ядерной энергии в мирных целях;
- выработка общего понимания по ключевым аспектам развития атомной энергетики и предоставление правительствам стран-членов авторитетных оценок для принятия решений, а также расширение анализа ОЭСР в таких областях как энергетика и устойчивое развитие низкоуглеродной экономики.

Особыми сферами компетенции АЯЭ являются ядерная безопасность и регулирование, обращение с радиоактивными отходами, радиационная защита, ядерная наука, экономический и технический анализ ядерного топливного цикла, ядерное право и ответственность, а также информирование общественности. Банк данных АЯЭ предоставляет странам-участницам данные в ядерной области и услуги компьютерного программного обеспечения.

Настоящий документ, а также любые данные или карты, содержащиеся в нем, не ограничивают статус или суверенитет в отношении какой-либо территории, определение международных границ и рубежей, а также наименований каких-либо территорий, городов или областей.

Исправления к публикациям ОЭСР можно найти по адресу: www.oecd.org/publishing/corrigenda.

© ОЭСР, 2019

Разрешается копирование, скачивание или распечатка содержания публикаций ОЭСР для собственного пользования, а также допускается включение выдержек из публикаций, баз данных и мультимедийной продукции ОЭСР в документы, презентации, блоги, веб-сайты и учебные материалы при условии наличия соответствующей ссылки на ОЭСР в качестве источника и держателя авторских прав. Все запросы, касающиеся общественного или коммерческого использования и права на перевод, необходимо направлять на neapub@oecd-nea.org. Запросы на получение разрешения фотокопирования отрывков настоящего документа для общественного или коммерческого использования необходимо направлять непосредственно в Центр по проверке авторских прав США (Copyright Clearance Center) по адресу info@copyright.com или Французский центр применения права воспроизведения (Centre français d'exploitation du droit de copie) contact@cfcopies.com.

Фотографии на обложке: Гидроэлектростанция (Shutterstock, Gary Saxe); АЭС Брокдорф, Германия (Alois Staudacher); Опора линии электропередачи; Ветрогенераторы (Shutterstock, Carlos Castilla).

Предисловие

В декабре 2015 года 174 страны и Европейский союз заключили соглашение о снижении выбросов парниковых газов с целью не допустить повышения средней глобальной температуры более чем на 2°C по сравнению с доиндустриальными уровнями. Поскольку на производство электроэнергии приходится около 40 % мировых выбросов CO₂, усилия по сокращению выбросов углекислого газа будут затрагивать главным образом данный сектор промышленности.

Достижение поставленных масштабных целей в сфере борьбы с изменением климата означает необходимость снижения интенсивности выбросов углекислого газа в электроэнергетическом секторе в десять раз. Всё более широкая электрификация промышленности, транспорта и зданий в дальнейшем лишь укрепит решающую роль производства электроэнергии. Таким образом, принципиально важно, чтобы используемая электроэнергия поступала из экологически чистых источников.

Наши усилия по декарбонизации электроэнергетического сектора должны привести к его преобразованию. Правительства должны способствовать активному увеличению инвестиций в низкоуглеродные технологии. В случаях, когда применение гидроэлектроэнергии ограничено запасами природных ресурсов, основными альтернативами являются технологии, использующие солнечную, ветровую и ядерную энергию.

С учётом того, что низкоуглеродные технологии производства электроэнергии, как правило, требуют значительных инвестиций, чрезвычайно важно укрепить доверие потенциальных инвесторов. Кроме того, необходимо вести проактивную справедливую политику, направленную на содействие переходу к таким технологиям предприятий и домашних хозяйств, затронутых данной проблемой, особенно в отношении уязвимых регионов и групп населения. Ни один из данных вопросов не должен остаться без внимания.

Обнадёживающим является тот факт, что правительства взяли на себя обязательства достичь масштабной цели по сдерживанию роста средней глобальной температуры, а также принять меры по ограничению выбросов на государственном уровне. Но на настоящий момент мы пока не приблизились ни к достижению стоящих перед нами экологических целей, ни к осуществлению соответствующей политики экономически эффективным способом, что ставит под угрозу общественное благополучие.

Данное исследование является актуальным, учитывая основной вопрос, стоящий сегодня перед политиками всех стран: «Как достичь стоящих перед нами масштабных целей по снижению выбросов углекислого газа наиболее эффективным с экономической точки зрения способом?» Правильный ответ на этот вопрос поможет в разработке, совершенствовании и реализации лучшей с точки зрения экономической эффективности и экологической безопасности политики для лучшей жизни.

Анхель Гурриа,
Генеральный секретарь ОЭСР

Предисловие

Исследование «Стоимость декарбонизации: издержки в энергосистемах с большими долями ядерной и возобновляемой энергии» углубляет и расширяет предпринятый нами анализ системных издержек, начатый в 2011 году публикацией отчёта «Ядерная энергия и возобновляемые источники. Системные эффекты в низкоуглеродных энергосистемах». В то время само понятие «системных издержек», т. е. идеи о том, что при наличии факторов неопределённости и изменчивости в процессе производства электроэнергии общие затраты превышают сумму издержек на уровне электростанции, рассчитываемую путём определения полной приведённой стоимости электроэнергии (LCOE), считалось в некоторой степени новшеством. АЯЭ одним из первых проанализировало возможности совместного использования различных низкоуглеродных технологий для достижения масштабных целей по сокращению выбросов углекислого газа. С тех пор к нашей работе присоединились и другие институты, главным образом в связи с внедрением значительного количества возобновляемых источников энергии, работающих в переменном режиме.

Данное исследование является частью деятельности по изучению различных аспектов стоимости и финансирования ядерной энергетики, предприняемой АЯЭ, наряду с большим количеством дополнительных технических изысканий, целью которых является поддержка стран-членов нашей организации в их стремлении принимать осведомлённые решения относительно будущего энергетики. Помимо исследований в части системных издержек, сюда входят работы по прогнозируемым затратам на производство электроэнергии на уровне электростанции, которые проводятся совместно с родственным для нашей организации учреждением, Международным энергетическим агентством (МЭА). Это также и изыскания, касающиеся экономических аспектов и финансирования новых атомных электростанций, их длительной эксплуатации, вывода из эксплуатации и захоронения радиоактивных отходов, и, наконец, наше недавнее исследование «Полные затраты на производство электроэнергии», в котором также рассматриваются вопросы, связанные со здоровьем, природными ресурсами и окружающей средой.

К настоящему времени исследования привели нас к выводу о том, что в будущих электроэнергетических системах потребуется сочетать все доступные технологии низкоуглеродного производства электроэнергии: генерацию на основе ядерной, ветровой и фотоэлектрической солнечной энергии, а также гидроэнергии и, возможно, энергии ископаемого топлива, сопровождающуюся улавливанием, использованием и хранением углекислого газа для того, чтобы страны могли достичь стоящих перед ними экологических целей наиболее экономически эффективным образом. Объём издержек на уровне электростанции, безусловно, останется значимым фактором, и мы также принимаем во внимание важные недавние успехи, которые были достигнуты в этой области предприятиями, использующими переменчивые возобновляемые источники энергии (ПВИЭ), например, ветровые и фотоэлектрические (солнечные) электростанции. Даже если, согласно нашим сведениям, такие виды энергетики пока не способны в полной мере составить конкуренцию ядерной энергетике по данному показателю, за исключением случаев наличия особо благоприятных условий, вероятно, в скором времени ситуация может измениться. Однако переменчивость и в меньшей степени непредсказуемость, присущие таким источникам энергии, подразумевают, что издержки системы в целом будут продолжать расти, выходя за рамки совокупных затрат на уровне электростанции. Вклад ядерной энергетики и гидроэнергетики как важнейших низкоуглеродных генерирующих технологий, допускающих возможность диспетчерского управления, в решение данной проблемы заключается в их способности в любое время прогнозируемым образом и при низком уровне выбросов углекислого газа производить большие объёмы энергии в соответствии с потребностями домашних хозяйств и промышленности. Для того, чтобы в будущем правительства и промышленные предприятия принимали правильные решения, эти факторы должны быть изучены и учтены.

Экономически эффективная низкоуглеродная система, вероятно, будет основана на использовании значительной доли переменчивой возобновляемой энергии, по меньшей мере сопоставимой с долей энергии, производимой с помощью технологий, предусматривающих возможность диспетчерского управления и характеризующихся нулевым уровнем выбросов углекислого газа, таких как ядерная энергетика и гидроэнергетика. В то же время технологии на основе природного газа будут использоваться для выработки остаточного объёма энергии и в некоторой степени для улучшения манёвренности наряду с возможностями хранения, управления спросом и расширения межсистемных связей. Те, кто работают в ядерной энергетике хорошо знают, что рынки электрической энергии постоянно развиваются и что ядерная энергетика должна совершенствоваться для того, чтобы отвечать требованиям будущего. Ядерная энергия имеет потенциал, необходимый для решения данных проблем, а также может использоваться в сочетании со всеми остальными источниками низкоуглеродного производства электроэнергии, особенно с переменчивыми возобновляемыми источниками энергии (ПВИЭ) для достижения масштабных целей по декарбонизации, поставленных перед собой странами-членами АЯЭ.

Уильям Мэвуд
Генеральный директор Агентства по ядерной энергии

Благодарность

Настоящий отчёт, авторами которого являются доктор Марко Кометто и профессор Ян Хорст Кеплер из Отдела технологического развития и экономики атомной энергетики (NTE) АЯЭ, был составлен под управлением и при участии руководителей Отдела технологического развития и экономики атомной энергетики доктора Ха Чжэ Чжу, доктора Анри Пайера и доктора Самы Бильбао-и-Леон, а также Даниэля Иракана, заместителя генерального директора АЯЭ. Контроль на всех этапах данного исследования осуществлялся Рабочей группой по вопросам экономики атомной энергетики (WPNE), которую последовательно возглавили Мэтью Крозат (США), профессор Альфред Фосс (Германия) и профессор Вильям Д'Эселер (Бельгия). Документ опубликован с одобрения Комитета по ядерному развитию (NDC).

В ходе данного исследования авторы сотрудничали с группой опытных специалистов по моделированию энергосистем – сотрудниками Массачусетского технологического института (MIT), среди которых доктор Фернандо Де Систернес, Нестор Андрес Сепульведа и доктор Джесси Дженкинс. Большое количество содержательных и обстоятельных замечаний было получено от представителей стран-членов АЯЭ, международных организаций и промышленных предприятий. В их числе: Томас Аугустин (Австрия), Мишель Бертелеми (Франция), Ален Буртен (EDF), Филипп Кост (Всемирная ядерная ассоциация [WNA]), Мэтью Крозат (Институт ядерной энергетики [NEI]), Эрик Деларю (Лёвенский католический университет), Ив Дебазей (FORATOM), Вильям Д'Эселер (Лёвенский католический университет), Збигнев Кубацкий (Польша), Бенуа Лепуз (EDF), Тодд Левин (Аргоннская национальная лаборатория [ANL]), Алексей Лохов («Росатом»), Кристина Аличе Марджану (Румыния), Казуаки Мацуи (Япония), Йонут Пурика (Румыния), Нестор Сепульведа (Массачусетский технологический институт) и Магдалена Заячковска (Польша).

Авторы также хотели бы выразить благодарность участникам семинара, посвящённого системным издержкам, за их отзывы и вклад в работу. Список членов Рабочей группы по вопросам экономики атомной энергетики, а также участников семинара приводится в Приложении А.

Содержание

Перечень аббревиатур и сокращений	11
Резюме	13
Контекст исследования	14
Отличительные черты исследования и характер системных издержек	15
Результаты моделирования из исследования АЯЭ, посвящённого системным издержкам	18
Эффективные меры по декарбонизации энергетического сектора	23
Глава 1. Введение	27
1.1. Контекст исследования	27
1.2. Специфика нового исследования, посвящённого системным издержкам	29
1.3. Системные издержки: варианты политики	32
Глава 2. Обзор литературы по исследованию системных эффектов	37
2.1. Определение и характер системных эффектов	37
2.2. Понимание системных эффектов	40
2.3. Методологические вопросы, сложности и выбор модели	55
2.4. Представление системных издержек	58
2.5. Основные исследования и количественные оценки	59
2.6. Воздействие на надёжность электроэнергетической системы	71
2.7. Роль систем хранения и других возможностей обеспечения манёвренности	74
2.8. Стоимость производства электроэнергии и уровни сокращения выбросов углекислого газа	76
Список литературы	80
Глава 3. Результаты моделирования	86
3.1. Контекст и цели исследования	86
3.2. Сценарии и основные допущения при моделировании	89
3.3. Факторы, влияющие на электроэнергетическую систему и на генерирующие предприятия	100
3.4. Издержки на выработку электроэнергии, издержки на резервирование и оценка совокупных системных издержек	115
3.5. Оптовые рыночные цены на электроэнергию, капиталоемкость структуры генерирующих мощностей и ценность генерации ПВИЭ	123
3.6. Выводы	133
3.A1. Предметные исследования: энергосистема и экономические допущения	141
3.A2. Подробная информация об использованных инструментах моделирования и последствиях принятых допущений	145
3.A3. Последовательный обзор сценариев	151
3.A4. Стоимость производства электроэнергии и ценность ПВИЭ в регионе 2	169
3.A5. Ценность уже имеющихся в системе гидроэнергетических ресурсов	171
3.A6. Сравнение методологий: кривые продолжительности остаточной нагрузки и ЧЦЛП	173
Список литературы	174

Глава 4. Альтернативные варианты политики интернализации системных издержек	175
4.1. Введение.....	175
4.2. Либерализованные рынки электроэнергии и проблемы инвестиций	177
4.3. Ценовое регулирование выбросов углекислого газа как самый эффективный политический инструмент экономического сокращения выбросов.....	183
4.4. Компенсация мощностей, предусматривающих возможность диспетчерского управления, на рынках с высокой долей ПВИЭ и другие дополнительные меры	195
4.5. Финансирование инвестиций в низкоуглеродное производство электроэнергии.....	199
4.6. Возможные последствия оценки и интернализации системных издержек в атомной энергетике: новый проект АЯЭ, имеющий целью ввести в употребление понятие «системных издержек» на уровне национального энергетического планирования	207
4.7. Заключение: пять основополагающих принципов функционирования рынков низкоуглеродной электроэнергии	209
Список литературы	212
 Глава 5. Выводы	 213
Ключевые идеи настоящего исследования	213
Варианты эффективной политики как ключевой фактор декарбонизации электроэнергетического сектора	216
 Дополнение А. Список участников совещания Рабочей группы по вопросам экономики атомной энергетики (WPNE)	 221
 Перечень рисунков	
ES1. Восемь сценариев для анализа издержек низкоуглеродных электроэнергетических систем при уровне выбросов CO ₂ , равном 50 г/кВт·ч	13
ES2. Графическое представление системных издержек	17
ES3. Структура установленной мощности с различными долями ПВИЭ	18
ES4. Доли производства электроэнергии в главном регионе (основные сценарии).....	18
ES5. Расчётная схема производства электроэнергии атомными электростанциями	19
ES6. Системные издержки на производство 1 МВт·ч электроэнергии на основе ПВИЭ	20
ES7. Совокупная стоимость электроэнергии с учётом всех системных издержек.....	20
ES8. Кривые продолжительности оптовых цен на электроэнергию в пяти основных сценариях.....	21
ES9. Рыночные доходы ветряных и солнечных электростанций как функция их доли в структуре генерирующих мощностей.....	22
1. Кривая ежедневного производства электроэнергии ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций на различных уровнях агрегирования	41
2. Производство электроэнергии с помощью ветровой и солнечной энергии в Европе за 30 лет.....	42
3. Кривая остаточной нагрузки — <i>Duck curve</i> — в системе CAISO при разных уровнях внедрения фотоэлектрической солнечной энергии	44
4. Краткосрочное снижение уровня выработки электроэнергии после внедрения технологии, использующей ПВИЭ (доля ветровой энергии составляет 30 %)	47
5. Оптимальная структура генерирующих мощностей в долгосрочной перспективе без ПВИЭ и с ПВИЭ (доля ветровой энергии составляет 30 %)	48
6. Цены на электроэнергию для домашних хозяйств (<3 500 кВт·ч в год) в Германии	53
7. Временные рамки эксплуатации электроэнергетической системы и инвестиций	56
8. Подход системных издержек и подход ценности для системы	59
9. Издержки на передачу и сетевые издержки как функция доли генерации на основе ПВИЭ	61
10. Сравнение кривых продолжительности остаточной нагрузки с ПВИЭ и без них.....	64
11. Ценность ПВИЭ в сравнении с базовой ценой по странам	65
12. Системные издержки ветряных электростанций (сверху) и фотоэлектрических солнечных электростанций (снизу) как функция уровня внедрения и улучшения манёвренности	66

13.	Предельная фактическая мощность фотоэлектрических солнечных электростанций на рынке ERCOT в зависимости от их доли в структуре генерирующих мощностей	69
14.	Повышение эксплуатационного предела в типичный для Франции летний день, предсказанное за сутки вперёд	73
15.	Средняя цена на электроэнергию как функция выбранного технологического пути и заданных показателей интенсивности выбросов (ERCOT)	77
16.	Средняя цена на электроэнергию как функция выбранного технологического пути и заданных показателей интенсивности выбросов (ISO-NE).....	78
17.	Оптимальная структура установленной мощности для двух основных путей развития как функция достижения заданных уровней интенсивности выбросов углекислого газа (ERCOT).....	79
18.	Оптимальная структура установленной мощности для двух основных путей развития как функция достижения заданных уровней интенсивности выбросов углекислого газа (ISO-NE)	79
19.	Обзор восьми исследований конкретных случаев	90
20.	Схематическое представление энергосистемы.....	93
21.	Размерность GenX и выбранные для моделирования параметры	97
22.	Годовые кривые продолжительности остаточной нагрузки для разных долей генерации ПВИЭ	101
23.	Сравнение остаточной нагрузки при разных долях генерации ПВИЭ	102
24.	Перепад остаточной нагрузки (скорость изменения мощности), наблюдаемый в традиционной структуре генерирующих мощностей при различных долях ПВИЭ	104
25.	Структура установленной мощности в главном регионе (основные сценарии).....	105
26.	Доли производства электроэнергии в главном регионе (основные сценарии).....	106
27.	Составляющие структуры установленной мощности в пяти основных сценариях.....	107
28.	Структура установленной мощности в главном регионе: Сценарии I и VI	108
29.	Объём производства электроэнергии в главном регионе: Сценарии I и VI	108
30.	Структура установленной мощности в главном регионе: Сценарии IV, VII и VIII	109
31.	Объём производства электроэнергии в главном регионе: Сценарии IV, VII и VIII.....	109
32.	Расчётная схема производства электроэнергии атомными электростанциями	110
33.	Схема прогнозируемого производства газовых электростанций с ГТКЦ	112
34.	Схема прогнозируемого производства газовых электростанций с ГТОЦ	112
35.	Сокращение генерации ПВИЭ. Основные сценарии	114
36.	Сокращение генерации ПВИЭ. Влияние межсистемных связей и возможностей хранения	115
37.	Совокупные издержки на производство электроэнергии в главном регионе (в долларах США/МВт·ч)	117
38.	Факторы роста стоимости производства электроэнергии в главном регионе (в млрд долларов США в год).....	118
39.	Оценка системных издержек в главном регионе (в долларах США/МВт·ч чистой электроэнергии, произведённой ПВИЭ).....	121
40.	Оценка совокупных издержек на производство электроэнергии, включающая все системные издержки в главном регионе (в млрд долларов США в год).....	122
41.	Структура издержек на производство электроэнергии и сравнение с существующей структурой	124
42.	Подробная разбивка издержек на производство электроэнергии и сравнение с существующей структурой	126
43.	Количество часов с нулевыми ценами в рамках выбранных сценариев	128
44.	Кривые продолжительности оптовых цен на электроэнергию в пяти основных сценариях.....	129
45.	Кривые продолжительности оптовых цен на электроэнергию в пяти основных сценариях.....	129
46.	Кривые продолжительности оптовых цен на электроэнергию в сценариях с 50-процентным уровнем внедрения ПВИЭ (Сценарии IV, VII и VIII).....	130
47.	Средние издержки на производство электроэнергии и средневзвешенная по количеству цена на электроэнергию	131
48.	Рыночные доходы (предельная стоимость) ветровых и фотоэлектрических солнечных электростанций как функция уровня их внедрения	132
49.	Кривые продолжительности нагрузки и распределения коэффициентов нагрузки ВИЭ в двух регионах	142
50.	Схематичное изображение GenX-модели	146
51.	Базовый сценарий: структура установленной мощности и доли производства электроэнергии	153
52.	Базовый сценарий: кривая продолжительности цен на электроэнергию	154
53.	Сценарий 10% ПВИЭ: структура установленной мощности и доли производства электроэнергии....	155
54.	Сценарий 10 % ПВИЭ: кривая продолжительности цен на электроэнергию	156
55.	Сценарий 30 % ПВИЭ: структура установленной мощности и доли производства электроэнергии... 157	157
56.	Сценарий 30 % ПВИЭ: кривая продолжительности цен на электроэнергию	158
57.	Сценарий 50 % ПВИЭ: структура установленной мощности и доли производства электроэнергии... 159	159
58.	Сценарий 50 % ПВИЭ: кривая продолжительности цен на электроэнергию	160

59.	Сценарий 75 % ПВИЭ: структура установленной мощности и доли производства электроэнергии...	161
60.	Сценарий 75 % ПВИЭ: кривая продолжительности цен на электроэнергию	162
61.	Низкозатратные ПВИЭ: структура установленной мощности и доли производства электроэнергии .	163
62.	Низкозатратные ПВИЭ: кривая продолжительности цен на электроэнергию.....	164
63.	50% ПВИЭ, без межсистемных связей: структура установленной мощности и доли производства электроэнергии	165
64.	50% ПВИЭ, без межсистемных связей: кривая продолжительности цен на электроэнергию.....	166
65.	50% ПВИЭ, без межсистемных связей, без управляемых гидроресурсов: структура установленной мощности и доли производства электроэнергии.....	167
66.	50% ПВИЭ, без межсистемных связей, без управляемых гидроресурсов: кривая продолжительности цен на электроэнергию.....	168
67.	Годовые издержки на производство электроэнергии в двух регионах (в млрд долларов США в год)	167
68.	Коэффициент ценности электроэнергии, вырабатываемой фотоэлектрическими солнечными и ветровыми электростанциями, в двух регионах	170
69.	Сокращение генерации ПВИЭ с использованием ЧЦЛП и КПОН при моделировании.....	172
70.	Коэффициент ценности генерации ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций в главном регионе.....	173
71.	Сравнение распределительных последствий введения налога на выбросы углекислого газа и систем торговли квотами на выбросы посредством аукционных торгов и на основе «дедушкиной» оговорки.....	190
72.	Влияние перехода от торгов к выдаче квот на основании исторических данных о выбросах на соответствующие доли низкоуглеродной генерации и производства электроэнергии на основе ископаемого топлива	194
73.	Меньше, чем ничего: добавление мощностей ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций и рост выбросов CO ₂	202
74.	Совокупные издержки на выработку электроэнергии в зависимости от доли ПВИЭ	219

Перечень таблиц

1.	Краткое описание восьми исследований конкретных случаев и их обозначение.....	92
2.	Предположения, касающиеся издержек генерирующих предприятий и систем хранения.....	95
3.	Параметры манёвренности и издержки традиционных электростанций	96
4.	Изменения остаточного спроса в главном регионе	103
5.	Эксплуатационные параметры тепловых электростанций при разных уровнях внедрения ПВИЭ	111
6.	Основные количественные показатели сокращения использования переменчивых возобновляемых источников энергии	113
7.	Рост стоимости производства электроэнергии в трёх сценариях при 50-процентном уровне внедрения ПВИЭ (в млн долларов США в год).....	119
8.	Данные о рыночных ценах на электроэнергию в главном регионе	127
9.	Корреляция между генерацией возобновляемых источников энергии и спросом в двух рассматриваемых регионах.....	143
10.	Данные на уровне электростанции, использованные для расчёта издержек на подключение к сети.....	143
11.	Результаты оценки сетевых издержек и издержек на выравнивание нагрузок	145
12.	Установленная мощность в восьми сценариях (ГВт)	151
13.	Производство электроэнергии в восьми сценариях (ТВт·ч).....	152
14.	Ценность уже имеющихся в системе гидроэнергетических ресурсов (в долларах США/МВт·ч)	171
15.	Механизмы платы за мощность в Европе и в США	196

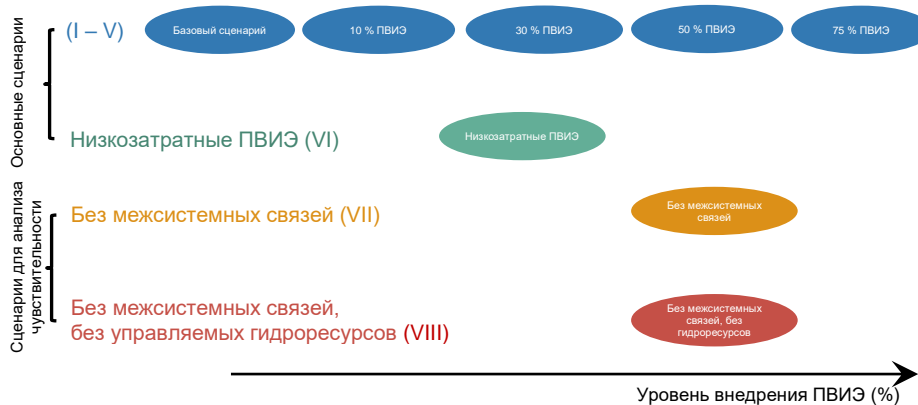
Перечень аббревиатур и сокращений

АЭС	Атомная электростанция
АЭЭ	Аккумуляция электрической энергии
АЯЭ	Агентство по ядерной энергии
ВВП	Валовой внутренний продукт
ВИЭ	Возобновляемые источники электроэнергии
ВЭС	Ветряные электростанции
ГВт	Гигаватт
ГТКЦ	Газовая турбина с комбинированным циклом
ГТОЦ	Газовая турбина с открытым циклом
ГЭС	Гидроэлектростанция
ЗТ	«Зелёные» тарифы
КПН	Кривая продолжительности нагрузки
КПОН	Кривая продолжительности остаточной нагрузки
КРЦ	Контракт на разницу цен
ЛП	Линейное программирование
МВт	Мегаватт
МВт·ч	Мегаватт-час
ММР	Малый модульный реактор
МПМ	Механизм платы за мощность
МЭА	Международное энергетическое агентство
НЛП	Налоговые льготы на производство на основе ВИЭ
НРЦЭ	Надбавки к рыночной цене на электроэнергию
НС	Незавершенное строительство
НСО	Независимый системный оператор
ПВИЭ	Переменчивые возобновляемые источники энергии
ПиР	Передача и распределение
ППЗ	Принцип «Платит загрязнитель»
РЭР	Распределённые энергоресурсы
РС	Регулирование спроса
СК	Сетевые компании

СНЭ	Стоимость недоотпуска электроэнергии
СПЭ	Соглашения о поставках электроэнергии
СЭС	Солнечные электростанции
УС	Управление спросом
УХУ	Улавливание и хранение углекислого газа
ЧЦЛП	Частично-целочисленные линейные программы
ЧЦП	Частично-целочисленное программирование
ЭиТО	Эксплуатация и техническое обслуживание
BEIS	Министерство бизнеса, энергетики и промышленной стратегии (Великобритания)
CONE	Стоимость строительства новой генерирующей мощности
DOE	Министерство энергетики (США)
GenX	Оптимальное расширение производства электроэнергии
LCOE	Полная приведённая стоимость электроэнергии
MIT	Массачусетский технологический институт (США)
NDC	Комитет по ядерному развитию (АЯЭ)
WACC	Средневзвешенная стоимость капитала
WPNE	Рабочая группа по вопросам экономики ядерной энергии (АЯЭ)

Целью настоящего исследования является оценка издержек альтернативных низкоуглеродных энергосистем, использование которых позволит достичь сокращения выбросов углекислого газа в строгом соответствии с целями Парижского соглашения. Таким образом, в данной работе сравниваются совокупные издержки, наблюдаемые в шести разных сценариях развития электроэнергетического сектора стран ОЭСР, каждый из которых предусматривает уровень выбросов углекислого газа, ограниченный 50 г на кВт·ч основан на различных долях использования ядерной и возобновляемой энергии, в частности, ветровой и фотоэлектрической солнечной энергии. Такие доли находятся в диапазоне от 0 до 75 % совокупного объема потребляемой электроэнергии. Сценарий, требующий незначительных инвестиционных затрат на выработку электроэнергии переменчивыми возобновляемыми источниками энергии (ПВИЭ), опирающийся на предполагаемое дальнейшее значительное снижение издержек электростанций, использующих ПВИЭ, завершает данную серию изысканий. Два анализа чувствительности, основанные на разных уровнях доступности ресурсов обеспечения манёвренности (наличие межсистемных связей или управляемых гидроэнергетических ресурсов), дополняют серию исследований, которая вместе с ними насчитывает восемь сценариев, дающих достаточное представление об основных факторах, влияющих на стоимость декарбонизации (см. рис. ES1 ниже). В частности, в исследовании подчёркивается влияние изменчивости генерации ветровых и фотоэлектрических солнечных электростанций на издержки электроэнергетической системы, которое проявляется как дорогостоящая надстройка над существующей энергосистемой.

Рисунок ES1. **Восемь сценариев для анализа издержек низкоуглеродных электроэнергетических систем при уровне выбросов CO₂, равном 50 г/кВт·ч**



Настоящее исследование не только ставит на первый план издержки, необходимые для выполнения поставленных масштабных задач по сокращению выбросов углекислого газа, но и определяет контуры политики, позволяющей достичь этих целей с наименьшими затратами. Пять основополагающих принципов данной политики: (1) установление существенной платы за выбросы углекислого газа; (2) использование краткосрочных торгов для эффективного диспетчерского управления и определения стоимости электроэнергии с учетом системных издержек; (3) регулирование в целях обеспечения достаточного уровня мощности, манёвренности и инфраструктуры для передачи и распределения энергии; (4) внедрение механизмов, способствующих долгосрочным инвестициям в низкоуглеродные технологии, включая преобразование существующих схем; и (5) интернализация системных издержек в тех случаях, когда это практически возможно и необходимо. Кардинальное сокращение выбросов углекислого газа невозможно без соответствующих издержек. Однако настоящее исследование показывает, что определение адекватного сочетания совокупных долей ядерной и возобновляемой энергии, а также реализация правильной политики позволит не только внедрить радикальные меры по борьбе с изменением климата, но и обеспечить соблюдение высоких требований, касающихся надёжности электроснабжения, и сохранить совокупные затраты потребителей электроэнергии на разумном уровне.

Контекст исследования

В соответствии с Парижским соглашением, которое было заключено в декабре 2015 года и вступило в силу в ноябре 2016 года, многие страны-члены ОЭСР взяли на себя обязательства стремиться к сокращению выбросов парниковых газов в объёме, достаточном для того, чтобы сдержать повышение средней глобальной температуры на уровне значительно ниже 2°C по сравнению с доиндустриальным периодом. Такие обязательства подразумевают необходимость значительных усилий по декарбонизации электроэнергетического сектора этих стран. Сдерживание роста средней глобальной температуры в пределах 2°C требует ограничения концентрации парниковых газов в земной атмосфере до уровня, соответствующего примерно 450 промилле в эквиваленте CO₂. Для этого потребуются принятие мер первостепенной важности по декарбонизации процесса выработки электроэнергии, поскольку ожидается, что основная часть усилий по сокращению выбросов в течение трёх ближайших десятилетий придётся на электроэнергетический сектор. По прогнозам, для сокращения уровня выбросов, сопоставимого с целевым значением в 2°C, выбросы углекислого газа предприятий электроэнергетического сектора стран-членов ОЭСР должны быть снижены почти на 90 % к середине столетия. Средний уровень выбросов углекислого газа при производстве электроэнергии в странах-членах ОЭСР, составляющий на сегодняшний день 430 г/кВт*ч, должен быть снижен примерно до 50 г/кВт*ч к 2050 году.

Такой процесс декарбонизации потребует радикального преобразования электроэнергетического сектора каждой из стран-членов ОЭСР и действительно масштабного внедрения низкоуглеродных технологий, особенно тех, которые основаны на использовании ядерной энергии и возобновляемых источников, таких как ветровая и фотоэлектрическая солнечная энергия. Применение других технологий генерации, в том числе гидроэнергетики, ограничено ввиду короткого горизонта планирования, составляющего в нашем случае всего лишь 25–35 лет, с учётом инерционности, свойственной электроэнергетическому сектору, где срок службы электростанций и инфраструктуры для передачи электроэнергии зачастую составляет 60 лет и более.

В последние годы идея использования возобновляемых источников энергии пользуется поддержкой как населения, так и политиков. Несмотря на то, что средние затраты на производство 1 МВт*ч электроэнергии при использовании ветровой и фотоэлектрической солнечной энергии всё ещё несколько превышают соответствующий показатель ядерной энергетики, разрыв в величине производственных издержек на уровне электростанции (при расчёте в соответствии с методом полной приведённой стоимости электроэнергии (LCOE), изложенном в исследовании ОЭСР 2015 года «Прогнозируемая стоимость производства электроэнергии» [*Projected Costs of Generating Electricity*]) больше не кажется непреодолимым. Тем не менее, как было чётко указано в первом исследовании Агентства по ядерной энергии при ОЭСР (АЯЭ) по системным издержкам, «Ядерная энергия и возобновляемые источники. Системные издержки при декарбонизации электроэнергетических систем» (*Nuclear Energy and Renewables: System Costs in Decarbonising Electricity Systems*, 2012), использование переменчивых возобновляемых источников энергии, таких как ветровая и фотоэлектрическая солнечная энергия, влечёт за собой ряд дополнительных издержек для всей системы, которые называются системными издержками.

Важнейшими категориями системных издержек, связанных с использованием ПВИЭ, являются повышенные издержки на распределение и передачу вследствие малого размера электростанций и отдалённости от центров нагрузки, издержки на выравнивание нагрузок для обеспечения готовности к непредсказуемым изменениям скорости ветра и интенсивности солнечного излучения, а также, что более важно, возможные издержки на обеспечение надёжности снабжения остальной части системы в периоды полной или частичной невозможности использования ветровой и солнечной энергии. Изменчивость также влечёт за собой значительные изменения в структуре остальной части системы, требующей диспетчерского управления для круглосуточного обеспечения надёжности энергоснабжения. При развёртывании ПВИЭ наблюдается, в частности, переход от технологий с высоким уровнем постоянных издержек, таких как ядерная энергетика, к более манёвренным технологиям с низким уровнем постоянных издержек, таким как энергетика на основе природного газа. В то время как последняя позволяет лучшим образом компенсировать потерю часов эксплуатации, связанную с притоком энергии от ПВИЭ, увеличиваются совокупные издержки остальной части системы, данный эффект известен как возникновение «издержек на резервирование». Кроме того, внедрение ПВИЭ автоматически не приводит к сокращению выбросов углекислого газа. Например, в случае замещения ядерной энергии комбинацией ПВИЭ и энергии природного газа, в периоды невозможности применения ПВИЭ используются газовые электростанции и совокупный уровень выбросов углекислого газа возрастает.

Системные издержки характерны для всех технологий. Атомные электростанции, например, требуют сетевых подключений повышенной мощности и доступа к надёжным источникам охлаждения. Тем не менее, объём данных затрат на порядок ниже издержек, обусловленных переменчивостью возобновляемых источников энергии. Основным преимуществом ядерной энергетики в условиях экономической конкуренции с ветровой и фотоэлектрической солнечной энергетикой является то, что атомные электростанции предусматривают возможность диспетчерского управления, т. е. с их помощью можно надёжным и прогнозируемым образом производить большие объёмы электроэнергии в режиме базовой нагрузки, без выбросов углекислого газа. При этом в контексте декарбонизации электроэнергетических систем возникает три важных вопроса:

- Какой с экономической точки зрения должна быть оптимальная комбинация атомных мощностей, обеспечивающих базовую нагрузку, и мощностей на основе ПВИЭ, а также каковы дополнительные издержки на достижение целевого уровня выбросов CO₂ с учётом заданных долей генерации ПВИЭ?
- Являются ли технически и, главное, экономически жизнеспособными электроэнергетические системы, основанные прежде всего на использовании значительной доли ПВИЭ, с помощью которых планируется достичь данных целей?

- Каковы ключевые политические инструменты, обеспечивающие инвестиции в технологии низкоуглеродной генерации на уровне, необходимом для гарантированного перехода к электроэнергетическим системам, в которых коренным образом сокращены выбросы углекислого газа?

Точные ответы на данные вопросы зависят от ряда критериев, например, от наличия ресурсов манёвренности в электроэнергетической системе, что обстоятельно объясняется на протяжении всего исследования, использующего принцип создания «с нуля», при котором система оптимизируется, а издержки минимизируются без каких-либо предположений в отношении существующей структуры генерирующих мощностей, за исключением доступности гидроэнергетических ресурсов. Такой подход повышает прозрачность и удобочитаемость результатов моделирования и, следовательно, их применимость в ходе принятия стратегических решений на период до 2050 года.

Отличительные черты настоящего исследования и характер системных издержек

На сегодняшний день системные издержки уже не являются частью малознакомой концепции, а представляют собой общепринятую составляющую анализа электроэнергетических систем. Первое исследование АЯЭ, посвящённое системным издержкам и опубликованное в 2012 году, было выполнено в рамках одного из ранних этапов изысканий, сыгравших важную роль во внедрении и определении понятия системных издержек. Несмотря на то, что концепции, разработанные на начальных этапах, а также базовая методика работы с кривыми остаточной нагрузки для оценки издержек на резервирование доказали свою надёжность, многое изменилось за последние пять лет. Изменения, которые необходимо принять во внимание, включают:

- значительное снижение показателя LCOE электростанций, использующих возобновляемые источники энергии, особенно в случае фотоэлектрической солнечной энергетики, о чём свидетельствуют изменения в инвестиционных издержках, которые нашли отражение в отчётах МЭА/АЯЭ «Прогнозируемая стоимость производства электроэнергии» за 2010 и 2015 годы;
- публикация большого числа работ, в которых оживлённо обсуждается тема системных издержек электроэнергетических систем, в рамках которых появилась широко распространённая методологическая база для оценки издержек на резервирование;
- рост осведомлённости и лучшее понимание вопроса важности системных издержек со стороны лиц, определяющих политику;
- более чёткое представление о важных с точки зрения политики вопросах, на которые можно эффективно ответить с помощью доступных теоретических методов и инструментов моделирования, учитывающих современный уровень знаний.

С самого начала было понятно, что любая новая научная работа не может быть всего лишь обновлённой версией авторитетного издания 2012 года. В настоящем исследовании особое внимание было уделено наиболее полному представлению электроэнергетического сектора. В ходе данных изысканий АЯЭ сотрудничало с группой опытных специалистов по моделированию энергосистем Массачусетского технологического института (MIT). Таким образом, моделирование восьми сценариев, осуществлённое АЯЭ, основано на разработанной MIT модели оптимального расширения производства электроэнергии (GenX), обеспечивающей подробное, всестороннее и гибкое представление интегрированной электроэнергетической системы, которое было необходимо для исследования.

Соответственно, модель электроэнергетического сектора, лежащая в основе данного исследования, учитывает не только почасовое распределение нагрузки, но и ограничения, связанные с набором и снижением мощности, а также требования к резервированию, которые позволяют сохранить как стабильность, так и экономическое равновесие системы. Кроме того, в модели учтён тщательно подобранный набор эффективных вариантов обеспечения манёвренности системы, включающий межсистемные связи с соседними странами, относительно высокую долю управляемых гидроресурсов, механизмы управления спросом (УС) и некоторые варианты хранения. Как технологические возможности, так и средства обеспечения манёвренности системы являются важными факторами, влияющими на уровень совокупных системных издержек. Это, в частности, справедливо в том случае, если значительная доля вырабатываемой электроэнергии обеспечивается использованием ветровой и фотоэлектрической солнечной энергии, поскольку изменчивость данных источников создаёт трудности в работе системы, повышая издержки на набор и снижение мощности, требования к резервированию, а также увеличивает потребность в различных вариантах обеспечения манёвренности.

Отличительной чертой данной работы по моделированию является то, что во всех сценариях уровень выбросов углекислого газа одинаково жёстко ограничен в пределах 50 г/кВт·ч, что соответствует уровню, которого должны достичь электроэнергетические системы стран-членов ОЭСР, чтобы внести свой вклад в сдерживание повышения средней мировой температуры в пределах 2°C. Для получения экономических результатов, которые являются как можно более общими, значимыми и прозрачными (и, таким образом,

независимыми от структуры генерирующих мощностей конкретной страны), в данном исследовании применялся подход создания системы «с нуля». Это означает, что, начиная с чистого листа, электроэнергетическая система развивается только как функция спроса на электроэнергию в течение года и удельных издержек различных технологий в оптимальных условиях, как если бы все электростанции изначально были построены с нуля на ранее не использованной территории. При таком подходе моделирование ограничивается только экзогенными переменными, т. е. выбросами углекислого газа в объеме 50 г/кВт·ч и различными долями генерации ПВИЭ, которые определяются заранее. Только доля используемых гидроэнергетических ресурсов была определена извне.

При использовании альтернативного варианта — моделирования на основе уже имеющихся объектов — были бы получены другие результаты. В зависимости от существующей структуры генерирующих мощностей, результаты данного исследования могут помочь отдельным странам лучшим образом оценить стоимость переходных процессов. Тем не менее, результаты моделирования на основе существующих объектов не позволяют сделать сопоставимые общие выводы о соответствующих издержках на создание электроэнергетических систем с различными долями ядерной и возобновляемой энергии. В частности, в случае переменчивых возобновляемых источников энергии, например, ветровой и фотоэлектрической солнечной энергии, совокупные системные издержки в значительной степени зависят от местных условий и от остальных элементов структуры генерирующих мощностей.

ПВИЭ, в частности, ветровая и фотоэлектрическая солнечная энергия, имеют определённые общие свойства, которые особенным образом затрудняют их интеграцию в электроэнергетическую систему. МЭА определило шесть технических и экономических параметров, характеризующих ПВИЭ и являющихся ключевым элементом при объяснении и понимании системных издержек, связанных с их внедрением. Выходную мощность ПВИЭ можно охарактеризовать следующим образом:

- **Изменчивая:** вырабатываемая мощность изменяется в зависимости от наличия ресурсов (ветра и солнечного света) и не зависит от спроса или потребностей системы.
- **Непредсказуемая:** невозможно точно спрогнозировать объём производимой энергии. Однако уровень точности прогноза выработки электроэнергии возрастает с приближением времени её подачи.
- **Зависящая от местоположения:** качество доступных ресурсов не является одинаковым повсеместно и их транспортировка невозможна. Площадки, располагающие благоприятными условиями, часто находятся вдали от центров потребления.
- **Асинхронная:** электростанции на основе ПВИЭ должны быть подсоединены к сети посредством преобразователей электроэнергии, они не синхронизированы с сетью напрямую.
- **Модульная:** масштаб отдельных блоков ПВИЭ намного меньше, чем в случае традиционных способов генерации.
- **Отличающаяся низким уровнем переменных издержек:** по завершении строительства электростанций, использующих ПВИЭ, уровень производственных издержек при выработке электроэнергии незначителен. Краткосрочные предельные издержки ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций равны нулю.

Концепция системных эффектов, которые существенным образом определяются указанными шестью характеристиками ПВИЭ, была разработана и тщательно исследована АЯЭ и МЭА, а также усовершенствована благодаря большому количеству новых исследований, проводимых научным сообществом, промышленными предприятиями и государственными учреждениями. Системные эффекты часто подразделяются на следующие четыре обширные категории: издержки на резервирование (также называемые некоторыми исследователями «издержками на манёвренность» или «издержками на управляемость»), издержки на выравнивание нагрузок, сетевые издержки и издержки на подключение.

Издержки на резервирование (или издержки на манёвренность) связаны с увеличением стоимости выработки электроэнергии для всей энергосистемы, которое обусловлено изменчивостью выходной мощности ПВИЭ. Таким образом, данные затраты лежат в основе понятия системных эффектов. Такие издержки, в частности, отражают тот факт, что в большинстве случаев обеспечение остаточной нагрузки в системе, использующей ПВИЭ, обходится дороже, чем в эквивалентной системе, в которой ПВИЭ заменяются электростанциями, предусматривающими возможность диспетчерского управления. Издержки на резервирование в системах с ПВИЭ можно рассматривать и с другой точки зрения, принимая во внимание то, что производство электроэнергии ветряными или фотоэлектрическими солнечными электростанциями сконцентрировано в течение ограниченного количества часов при благоприятных метеорологических условиях. Такое производство в масштабе системы снижает ценность каждого дополнительного энергоблока на основе ПВИЭ и соответствует эквивалентному увеличению издержек на резервирование. Кроме того, наличие в системе доли генерации на основе ПВИЭ обычно увеличивает изменчивость остаточной нагрузки, выражающейся в более резких и частых изменениях мощности. Таким образом, дополнительное бремя, также называемое эффектом манёвренности, ложится на другие электростанции, предусматривающие возможность диспетчерского управления, выражающееся в большем числе пусков и остановов, повышении требований к обеспечению манёвренности, связанных с учащением циклов и более резкими изменениями мощности, что приводит к уменьшению производительности, увеличению износа оборудования и повышению издержек на выработку электроэнергии.

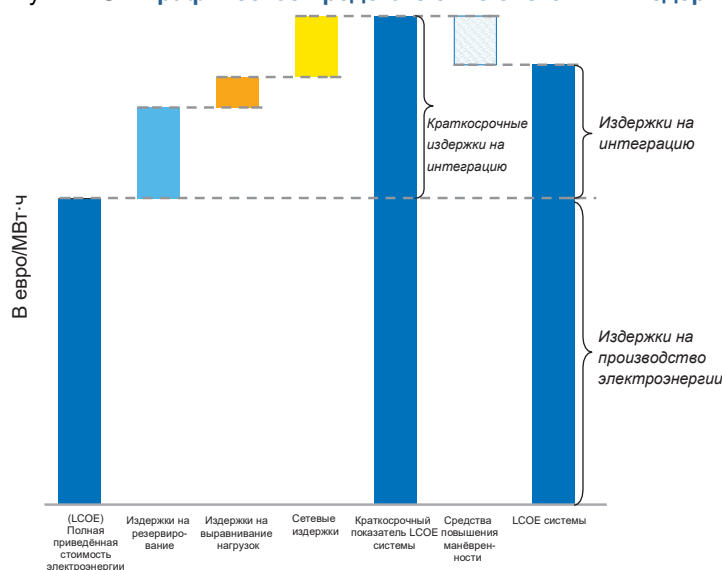
Издержки на выравнивание нагрузок связаны с растущими требованиями к обеспечению стабильности системы вследствие непредсказуемости в выработке электроэнергии (непредвиденные остановы электростанции или ошибки при прогнозировании генерации). Для электростанций, предусматривающих возможность диспетчерского управления, объём и, следовательно, стоимость эксплуатационных резервов обычно определяются наиважнейшими непредвиденными нарушениями режима эксплуатации наиболее крупного энергоблока (или двух крупнейших энергоблоков), подключённого к сети. При использовании ПВИЭ издержки на выравнивание нагрузок в основном связаны с непредсказуемостью выходной мощности, которая может стать важным фактором при большом уровне мощности ПВИЭ в энергосистеме. Ошибки прогнозирования могут потребовать наличия большего количества элементов вращающегося резерва в энергосистеме.

Сетевые издержки отражают увеличение издержек на передачу и распределение ввиду распределённого характера и ограничений, связанных с местоположением электростанций, использующих ПВИЭ. Однако атомные электростанции также несут сетевые издержки в связи с наличием требований к размещению, обусловленных необходимостью обеспечения охлаждения и передачи энергии. Сетевые издержки включают в себя строительство новых элементов инфраструктуры (расширение сети электропередачи), а также увеличение пропускной способности существующей инфраструктуры (усиление сети). Кроме того, как правило, наблюдается увеличение потерь при передаче энергии на большие расстояния. При использовании распределённых фотоэлектрических солнечных ресурсов, в частности, могут потребоваться капиталовложения в распределительные сети для более частого регулирования обратных потоков мощности, возникающих при недостаточном уровне потребления произведённой электроэнергии.

Издержки на подключение к сети представляют собой издержки на подключение электростанции к ближайшей точке соединения с существующей сетью электропередачи. Уровень таких издержек может быть существенным, особенно при необходимости подключения отдалённых ресурсов (или ресурсов с низким коэффициентом нагрузки), например, морских ветровых электростанций, или в тех случаях, когда технология предъявляет более строгие требования к подключению к сети, как, например, в ядерной энергетике. Издержки на подключение иногда являются частью системных издержек (см. публикации АЯЭ за 2012 год), но иногда также включаются в издержки на уровне электростанции, использующиеся при расчёте показателя LCOE. Данная ситуация отражает реальные коммерческие условия, поскольку различные законодательные режимы требуют, чтобы издержки на подключение к сети несли либо застройщики электростанции, либо операторы передачи электроэнергии. В первом случае они представляют собой часть издержек на уровне электростанции и, таким образом, подвергаются полной интернализации, а во втором случае — являются внешними эффектами, которые должны учитываться в системных издержках.

Приведённый выше перечень, включающий в себя четыре категории системных издержек, не является исчерпывающим. Обеспечение физической инерции, которая косвенно предусматривается при использовании электростанций с возможностью диспетчерского управления, но не при использовании электростанций, работающих на ПВИЭ, таким образом, становится темой научных изысканий. Тем не менее, совокупность этих четырёх категорий составляет основную часть системных издержек. Рис. ES2, приведённый ниже, обобщает информацию об этих издержках.

Рисунок ES2. **Графическое представление системных издержек**



Источник: ОЭСР, 2015

Результаты моделирования из исследования АЯЭ, посвящённого системным издержкам

Результаты исследования, проведённого АЯЭ, показывают, что сочетание жестких заданных показателей использования технологий на основе ПВИЭ со строгим ограничением на выбросы углекислого газа, оказывает важное воздействие на структуру генерирующих мощностей и на её стоимость. В частности, совокупная генерирующая мощность значительно возрастает при внедрении ПВИЭ. Поскольку коэффициент нагрузки и фактическая мощность ПВИЭ значительно ниже, чем соответствующие показатели традиционных тепловых электростанций, для производства идентичного объёма электроэнергии требуется гораздо более высокая мощность. В то время как в базовом сценарии без ПВИЭ предусмотрена мощность около 98 ГВт, внедрение ПВИЭ до уровней, равных 10 и 30 %, увеличивает совокупную мощность энергосистемы до 118 и 167 ГВт соответственно. Совокупная установленная мощность увеличивается более чем в два раза и достигает 220 ГВт при уровне внедрения ПВИЭ, равном 50 %. При выработке 75 % от общего объёма потребления электроэнергии посредством использования ПВИЭ понадобится более 325 ГВт, что в три раза превышает объём пикового потребления. Другими словами, поскольку внедрение ПВИЭ увеличивает до огромного уровня избыточные мощности, для удовлетворения идентичного спроса потребуются дополнительные капиталовложения. Структура установленной мощности в пяти основных сценариях, включающая в себя различные технологии выработки электроэнергии, показана на рис. ES3, в то время как соответствующие доли в производстве электроэнергии приводятся ниже на рис. ES4.

Рисунок ES3. Структура установленной мощности с различными долями ПВИЭ

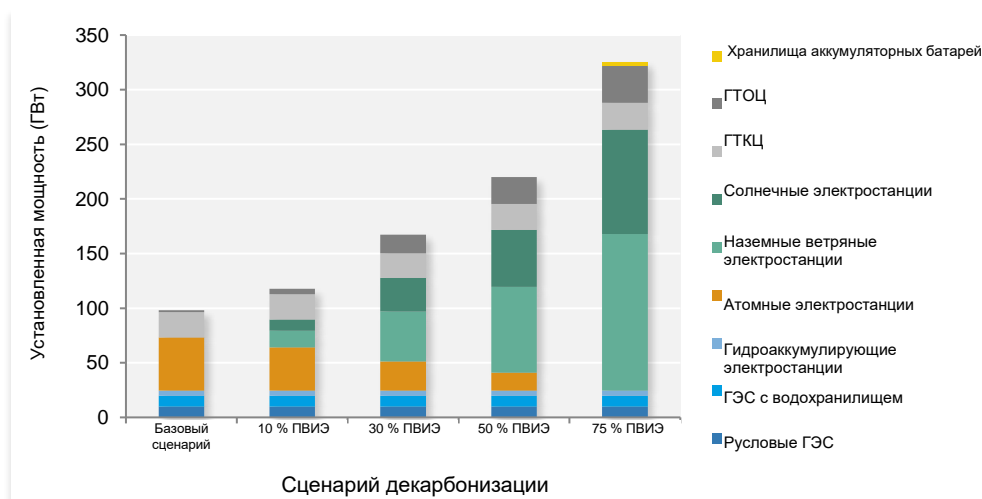
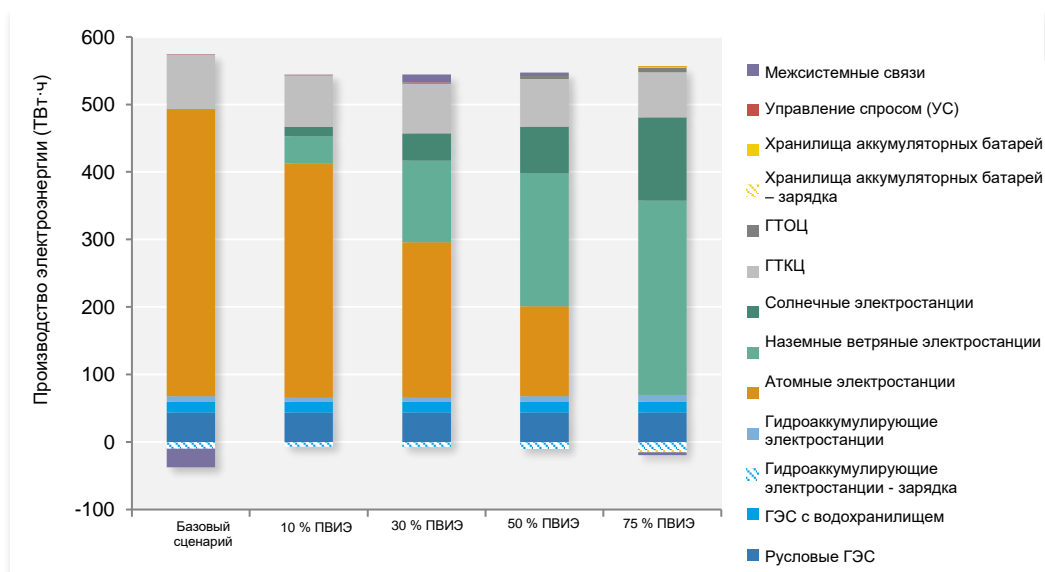


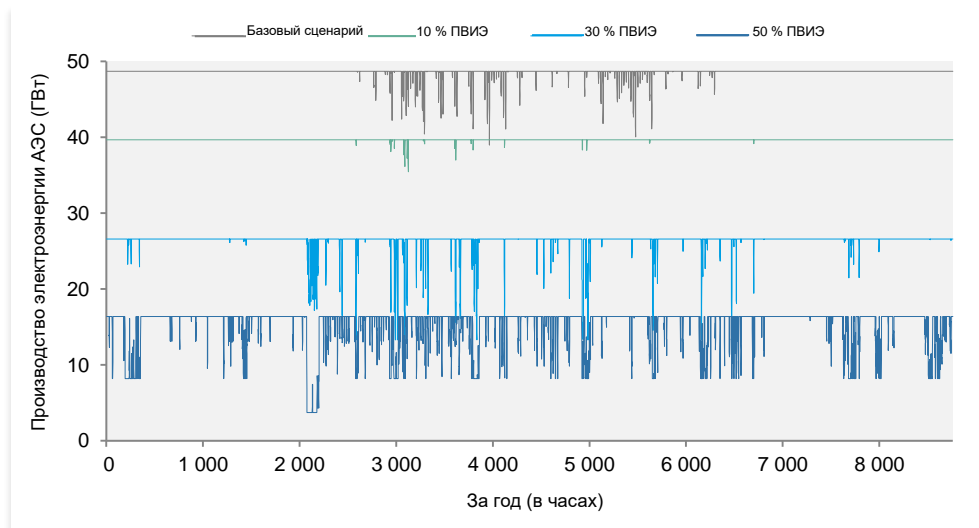
Рисунок ES4. Доли производства электроэнергии в главном регионе (основные сценарии)



Внедрение ПВИЭ вносит изменения в долгосрочную структуру мощностей тепловой генерации. Доля электроэнергии, вырабатываемой на основе ископаемого топлива (газовые турбины с открытым циклом [ГТОЦ] и газовые турбины с комбинированным циклом [ГТКЦ]), остаётся практически постоянной во всех сценариях, поскольку она ограничена требованиями к уровню выбросов углекислого газа. Однако структура мощностей, установленных на газовых электростанциях, и соответствующие доли электроэнергии, вырабатываемой ГТОЦ и ГТКЦ, существенно изменяются при использовании ПВИЭ. Несмотря на то, что мощность электростанций, использующих ГТКЦ, практически постоянна во всех рассматриваемых сценариях, они работают с более низким коэффициентом нагрузки в сценариях с большим уровнем внедрения ПВИЭ. Ещё одно важное обстоятельство заключается в том, что в связи со строгим ограничением выбросов углекислого газа, предусмотренным в данном исследовании, угольные технологии не используются ни в одном из рассмотренных сценариев, несмотря на то, что они являются более дешёвыми по сравнению с другими вариантами производства с точки зрения показателя LCOE. В отношении выработки электроэнергии, ПВИЭ вытесняют ядерную энергию практически в соотношении один к одному, что является результатом принятого ограничения на выбросы углекислого газа в сочетании с заданным объёмом гидроэнергетических ресурсов.

Режим работы тепловых электростанций также существенно изменяется с уменьшением средних значений коэффициентов нагрузки и повышением требований к режимам набора и снижения мощности и следования за нагрузкой. На рис. ES5 приведена прогнозируемая почасовая схема выработки электроэнергии парком атомных электростанций в четырёх из пяти основных рассматриваемых сценариев (ядерная генерация при 75-процентном уровне внедрения ПВИЭ не предусматривалась). Таким образом, на рисунке отображается повышение требований к обеспечению манёвренности, предъявляемых к атомным электростанциям, а также уменьшение объёма мощностей атомных электростанций, связанное с внедрением ПВИЭ.

Рисунок ES5. **Расчётная схема производства электроэнергии атомными электростанциями**

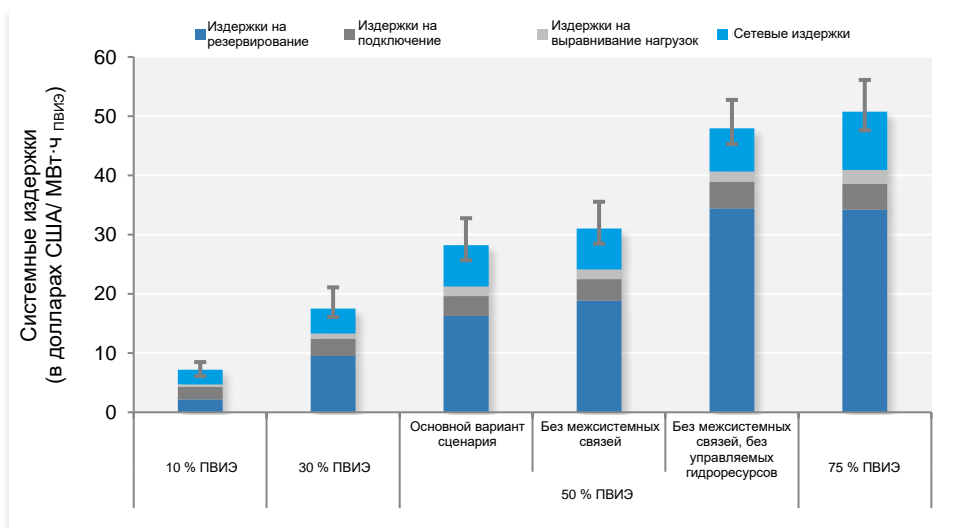


Объем мощностей атомных электростанций постепенно уменьшается с ростом доли возобновляемых источников энергии. В базовом сценарии с наименьшим уровнем издержек, исключающем использование ПВИЭ, ядерная энергия является основным низкоуглеродным источником электроэнергии и удовлетворяет около 75 % совокупного спроса на электроэнергию при минимальной потребности в манёвренности. При более высоких уровнях генерации ПВИЭ потребность в манёвренности атомных электростанций постепенно увеличивается. В сценарии с 50-процентным уровнем внедрения ПВИЭ энергоблоки атомных электростанций должны в течение одного часа наращивать и снижать мощность на уровне, не превышающем 30–35 % от установленной мощности.

Изменения в структуре установленной мощности, структуре генерирующих мощностей и коэффициентах нагрузки при использовании различных технологий могут отражаться в системных издержках различных сценариев. Таким образом, дополнительные сетевые издержки, издержки на выравнивание нагрузок и издержки на подключение к сети суммируются с издержками на резервирование, которые уже были косвенно рассчитаны в различных оптимизированных сценариях. Как упоминалось ранее, издержки на резервирование возникают в результате де-оптимизации использования остальных элементов системы ввиду изменчивости ПВИЭ. Совокупные системные издержки, выраженные в долларах США на единицу чистой электроэнергии, поступающей в сеть от ПВИЭ, соответствующие четырём сценариям с уровнями внедрения ПВИЭ, равными 10, 30, 50 и 75 %, а также двум сценариям анализа чувствительности, отражены на рис. ES6. Такие системные издержки следует понимать как сумму, на которую увеличиваются совокупные издержки при оказании той же услуги по электроснабжению, сверх издержек, предусмотренных в сценарии с наименьшим уровнем затрат без применения каких-либо ПВИЭ. В эталонной системе системные издержки равны нулю, поскольку проблема изменчивости отсутствует, так как весь объём электроэнергии вырабатывается технологиями,

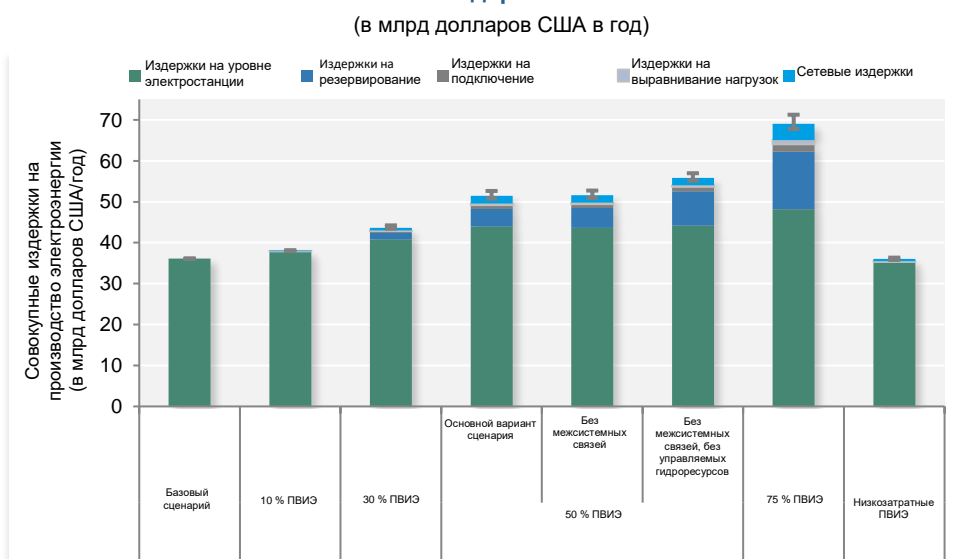
предусматривающими возможность диспетчерского управления. На рисунке также показана разбивка общих системных издержек на четыре основные категории. Кроме того, планка погрешности (отрезок на графике, характеризующий значение погрешности результата) отражает диапазон неопределённости, возникающей ввиду ряда возможных допущений в отношении сетевых издержек, издержек на подключение к сети и издержек на выравнивание нагрузок.

Рисунок ES6. Системные издержки на производство 1 МВт·ч электроэнергии на основе ПВИЭ



Системные издержки находятся в диапазоне от менее 10 долларов США за МВт·ч электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, при 10-процентной доле генерации на ветровых и фотоэлектрических солнечных электростанциях до более 50 долларов США за МВт·ч электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, при 75-процентной доле ветровых и фотоэлектрических солнечных электростанций в энергобалансе. Почти столь же важным является увеличение с 28 до приблизительно 50 долларов США за МВт·ч электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, происходящем при 50-процентной доле генерации ветровых и фотоэлектрических солнечных электростанций в зависимости от наличия в энергосистеме ресурсов манёвренности в виде межсистемных связей с соседними странами и управляемых гидроэнергетических источников. Несмотря на то, что подобная оценка подразумевает некоторую степень неопределённости, порядок величины издержек даёт представление о ее значимости при принятии политических решений.

Рисунок ES7. Совокупная стоимость производства электроэнергии с учётом всех системных издержек



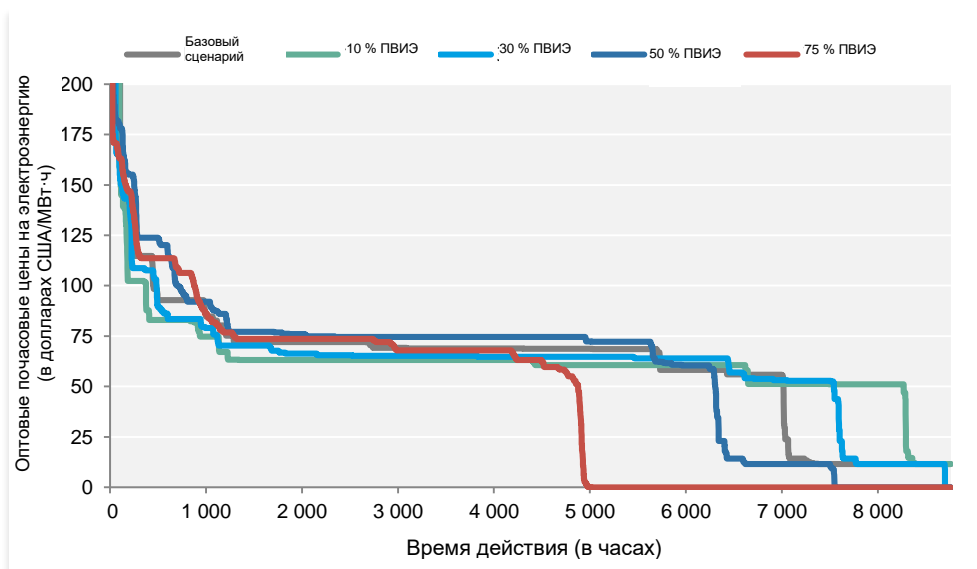
В зависимости от сценария, данные величины следует сравнивать с издержками на уровне электростанции при генерации ПВИЭ, которые находятся в диапазоне от 60 долларов США за МВт·ч в случае

наземных ветряных электростанций до 130 долларов США за МВт·ч в случае фотоэлектрических солнечных электростанций. Также необходимо отметить, что какое-либо снижение издержек на уровне электростанции практически не отражается на системных издержках до тех пор, пока доля ПВИЭ остаётся определённой экзогенной переменной. Действительно, все четыре категории системных издержек (издержки на выравнивание нагрузок, издержки на резервирование, издержки на подключение к сети, сетевые издержки) растут по мере внедрения ПВИЭ, но с разной скоростью. Путём прибавления системных издержек к издержкам на уровне электростанции, связанным с производством электроэнергии, согласно методике оценки показателя LCOE, можно рассчитать совокупные системные издержки на производство электроэнергии для восьми сценариев, анализируемых в рамках данного исследования (см. рис. ES7 выше).

При доле генерации ПВИЭ, равной 10 %, увеличение совокупных издержек составляет лишь около 5 % по сравнению с соответствующим показателем эталонной энергосистемы, в которой используются только традиционные генерирующие мощности, предусматривающие возможность диспетчерского управления, что в среднемасштабной энергосистеме, какой является энергосистема, применяемая при моделировании, соответствует дополнительным издержкам в размере около 2 млрд долларов США в год. При уровне внедрения ПВИЭ, равном 30 %, издержки возрастают примерно до 8 млрд долларов США в год, т. е. на 21 % по сравнению с базовым сценарием. Достижение более амбициозных заданных уровней внедрения ПВИЭ приводит к значительно более высоким издержкам. Совокупные издержки увеличиваются более чем на 15 млрд долларов США в год, если 50 % производства электроэнергии обеспечивается за счёт ПВИЭ, что соответствует дополнительным 42 % издержек по сравнению с базовым сценарием. Наконец, достижение заданного 75-процентного уровня внедрения ПВИЭ предполагает почти двукратное увеличение издержек на производство электроэнергии почти до 70 млрд долларов США в год, что на 33 млрд долларов США превышает уровень базового сценария.

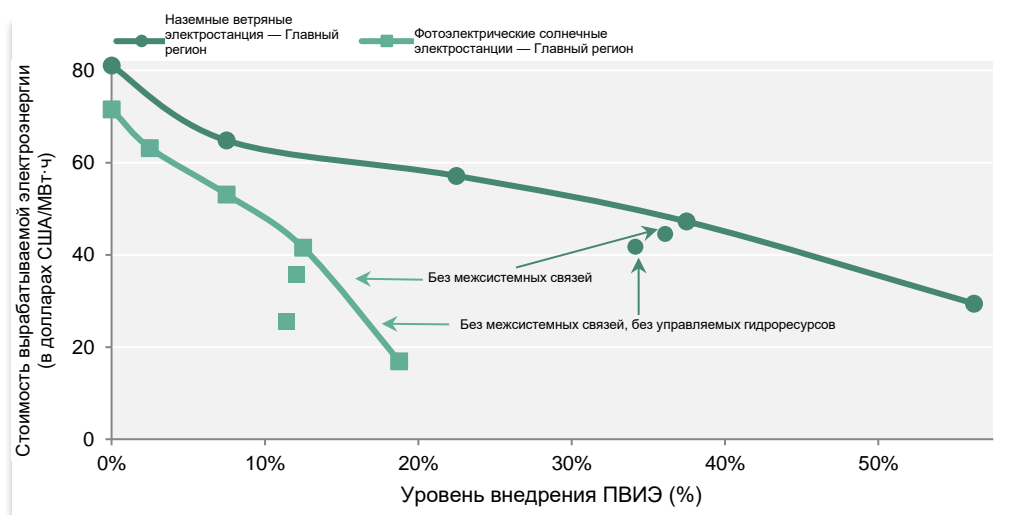
Впечатляющим эффектом от развёртывания на рынке электроэнергии переменчивых возобновляемых ресурсов с низким уровнем предельных издержек является появление часов, в течение которых цена равна нулю, существенное увеличение изменчивости цен на электроэнергию и соразмерное увеличение капитальных затрат (моделирование которого не осуществлялось в рамках данного исследования). Подобные нулевые цены не наблюдаются в двух сценариях, в которых внедрение ПВИЭ не предусмотрено или находится на низком уровне, но они начинают появляться и прослеживаются в течение 60 часов в год при достижении 30-процентного уровня внедрения ПВИЭ. Количество эпизодов, в течение которых действуют такие цены, увеличивается существенным образом по мере роста уровня внедрения ПВИЭ; при 50-процентном уровне более 1 200 часов в год характеризуются нулевыми ценами, что составляет около 14 % всего времени. Когда ПВИЭ удовлетворяют 75 % спроса, нулевые цены наблюдаются в течение 3 750 часов, т. е. в течение более 43 % времени (см. рис. ES8). Поскольку модель работает в условиях финансовых ограничений, более высокая частота появления часов с нулевыми ценами компенсируется увеличением количества часов с высокими ценами на электроэнергию, что приводит к росту изменчивости цен. При 75-процентном уровне внедрения ПВИЭ количество часов с ценами, превышающими 100 долларов США за МВт·ч, более чем вдвое превышает данный показатель при нулевом или низком уровне внедрения ПВИЭ.

Рисунок ES8. Кривые продолжительности оптовых цен на электроэнергию в пяти основных сценариях



И наконец, что не менее важно, генерация ПВИЭ, зависящая от характеристик природных ресурсов, таких как скорость ветра или интенсивность солнечного излучения, не только менее стабильна, чем выработка электроэнергии на электростанциях, предусматривающих возможность диспетчерского управления, но и сконцентрирована в большей степени в течение ограниченного количества часов. Периоды интенсивной выработки электроэнергии сменяются периодами более низкой или нулевой производительности. Поскольку все ветрогенераторы и фотоэлектрические солнечные электростанции реагируют на одни и те же метеорологические условия, они имеют тенденцию к автокорреляции, т. е. к выработке непропорционально большого объема электроэнергии в то время, когда её генерируют и другие электростанции того же типа, и к выработке меньшего объема электроэнергии, когда другие ветрогенераторы и фотоэлектрические солнечные электростанции также используются в меньшей степени. В сочетании с нулевым уровнем краткосрочных предельных издержек ПВИЭ автокорреляция приводит к снижению средней цены на электроэнергию, вырабатываемую ПВИЭ, по мере повышения уровня их внедрения. Такое явление часто называют депрессивным воздействием на оптовые цены на электроэнергию периодов высокой производительности ПВИЭ, зависящих от погодных условий (так называемый «self-cannibalisation effect»). Данный эффект в обобщённом виде показан на рис. 48, демонстрирующем зависимость средней рыночной цены, получаемой ветряными и фотоэлектрическими солнечными электростанциями на оптовых рынках электроэнергии, от их доли в структуре генерирующих мощностей.

Рисунок ES9. Рыночные доходы ветряных и солнечных электростанций как функция их доли в структуре генерирующих мощностей



Средняя цена, получаемая при использовании фотоэлектрических солнечных и ветровых ресурсов на рынке электроэнергии, значительным и нелинейным образом уменьшается с ростом уровня их внедрения и данное снижение происходит намного более резко в случае фотоэлектрических солнечных электростанций, чем в случае ветряных электростанций, поскольку первые в большей степени подвержены автокорреляции. Стоимость электроэнергии, вырабатываемой на основе фотоэлектрической солнечной энергии, снижается почти в два раза, даже если уровень внедрения составляет лишь 12,5 %. Дальнейшее внедрение мощностей, использующих фотоэлектрическую энергию, до уровня, равного 17,5 %, приводит к очередному снижению её рыночной стоимости ещё в два раза до значения ниже 20 долларов США за МВт·ч. И так, даже если бы издержки на производство электроэнергии фотоэлектрических солнечных электростанций уменьшились в пять раз, оптимальный уровень их внедрения не превысил бы 17,5 %. Подобная тенденция, но менее ярко выраженная, наблюдается в случае наземных ветряных электростанций, имеющих более высокий коэффициент нагрузки, чем фотоэлектрические солнечные электростанции, а также вырабатывающих электроэнергию в течение более продолжительного периода времени. При уровне внедрения, равном 22,5 %, стоимость мегаватт-часа электроэнергии, вырабатываемой за счёт ветровой энергии, снижается на 25 %. При уровнях внедрения, превышающих 30 %, рыночная стоимость электроэнергии, полученной за счёт использования ветра, не превышает 50 долларов США за МВт·ч. В случае морских ветряных электростанций с ещё более высокими коэффициентами нагрузки, вероятно, можно было бы наблюдать менее выраженное снижение, но такой анализ не был включён в рамки данного исследования, так как полная приведённая стоимость электроэнергии (LCOE) данного типа электростанций значительно превышала соответствующий показатель конкурирующих низкоуглеродных технологий, включая ядерную энергетику.

И наконец, что не менее важно, достижение более амбициозных целей, касающихся применения возобновляемых источников энергии, также подразумевает, что сокращение выработки ПВИЭ необходимо производить чаще. Таким образом, сокращение генерации ПВИЭ начинается при уровне внедрения, составляющем 30 %, и резко увеличивается по мере роста этого уровня. При 50-процентном уровне генерации ПВИЭ коэффициент сокращения выработки установок, введённой в эксплуатацию последней, составляет более 10 %. В сценарии с 75-процентной долей генерации ПВИЭ общий объём выработки ПВИЭ должен быть снижен приблизительно на 18 %, а коэффициент сокращения генерации последнего размещённого блока превышает 36 %. Сокращение генерации можно рассматривать как показатель того, что уровень ценности ПВИЭ для системы является более низким по сравнению с соответствующим уровнем системных издержек, т. е. уменьшение производительности ПВИЭ в течение определённых часов является наименее затратным вариантом обеспечения манёвренности.

Эффективные меры по декарбонизации энергетического сектора

Декарбонизация энергетической системы, необходимая для достижения целей в отношении изменения климата, поставленных Парижским соглашением, сопряжена с огромными трудностями для стран-членов ОЭСР. Для снижения выбросов углекислого газа в электроэнергетическом секторе до 50 г/кВт·ч, что составляет 1/8 от существующего на сегодняшний день уровня, потребуется быстрое и радикальное преобразование энергосистем с развёртыванием низкоуглеродных технологий, таких как ядерная энергетика, гидроэнергетика и энергетика на основе переменчивых возобновляемых источников энергии (ПВИЭ). В отсутствие систем улавливания и хранения CO₂ изменения будут включать постепенный вывод из эксплуатации угольных электростанций, а также наложение значительных ограничений на использование газовых электростанций. Учитывая тот факт, что данное преобразование требует значительных инвестиций, особую важность имеет выработка касающейся всех технологий генерации долгосрочной политики, в рамках которой может быть обеспечена стабильность энергетического сектора и уверенность инвесторов в данном секторе. Это влечёт за собой важные последствия, действие которых распространяется за пределы электроэнергетического сектора. Декарбонизация энергетического сектора и экономики стран-членов ОЭСР потребует значительных усилий в области электрификации (см. также «Прогноз развития мировой энергетики 2018» [World Energy Outlook 2018], МЭА). Декарбонизация, естественно, касается транспортного сектора, а также промышленного и жилищного фонда. Эффективные действия по снижению уровня выбросов углекислого газа и ограничению изменения климата зависят от создания устойчивого низкоуглеродного энергетического сектора.

Если лица, определяющие политику в странах-членах ОЭСР, намерены достигнуть столь значительной степени декарбонизации в отношении разных типов производства электроэнергии, они должны содействовать существенным инвестициям в низкоуглеродные технологии, такие как ядерная энергетика, энергетика на основе ПВИЭ и гидроэнергетика. Ядерная энергетика и энергетика на основе ПВИЭ являются основными вариантами решения задачи, поскольку гидроэнергетика ограничена наличием природных ресурсов. В связи с чем в отношении гидроэнергетики при моделировании, описанном в главе 3, применялся подход использования уже имеющихся объектов, т. е. объём доступных ресурсов был определён заранее, независимо от рыночных условий или развёртывания ПВИЭ. Такой подход представляет собой полезное исходное допущение на обобщённом уровне данного исследования. Тем не менее, следует отметить, что генерирующая мощность существующих объектов также может быть увеличена при оптимальных экономических условиях. Так, генерирующая мощность гидроэнергетических ресурсов может быть увеличена посредством реконструкции плотин, которые в настоящее время используются исключительно для обводнения и орошения (см. работу Тестера и др. [Tester et al.] 2012: с. 623). Несмотря на наличие технического потенциала, при текущем уровне издержек альтернативных технологий, возникают вопросы о потенциале экономических условий (там же: с. 637). Экономические издержки, связанные с эффективным использованием имеющихся дополнительных гидроэнергетических ресурсов, в значительной степени зависят от их места размещения и их объём обратно пропорционален размеру электростанции. В частности, к анализу проектов малых гидроэлектростанций следует подходить с точки зрения оценки полных затрат, принимая во внимание все местные, региональные и глобальные издержки и выгоды.

Независимо от доли гидроэнергетических ресурсов, все электроэнергетические системы стран-членов ОЭСР, полагающиеся на либерализованные оптовые рынки для обеспечения достаточного уровня инвестиций, в настоящее время переживают периоды значительного напряжения в реализации двойной цели по быстрой декарбонизации и привлечению достаточных инвестиций в низкоуглеродные технологии. Причинами, в частности, являются относительно неблагоприятные условия, в которых находятся технологии с высоким уровнем постоянных издержек на либерализованных рынках с изменчивыми ценами, отсутствие стабильных цен значимого уровня на выбросы углекислого газа и нерыночное финансирование большого количества переменчивых возобновляемых источников энергии без учёта воздействий на остальные элементы электроэнергетической системы. Данные недостатки способствовали тому, что постепенное возвращение к регулированию стало одним из реальных вариантов дальнейшего развития электроэнергетического сектора стран-членов ОЭСР.

Риск заключается в том, что возвращение к регулируемым системам может причинить больше вреда, чем пользы, поскольку оно приведёт к потере прироста эффективности, принесённого либерализацией, при отсутствии чёткого плана на будущее. Альтернатива регулированию заключается в переходе к конкретным рыночным схемам, подразумевающим низкоуглеродную выработку электроэнергии и основанным на следующих пяти основополагающих принципах: (1) постоянная работа краткосрочных рынков для эффективного распределения и выявления фактической ценности вырабатываемой электроэнергии для системы; (2) ценовое регулирование выбросов углекислого газа; (3) определение механизмов, необходимых для обеспечения адекватного уровня мощности, манёвренности и инфраструктуры для передачи и распределения; (4) установление надлежащих схем привлечения долгосрочных инвестиций в низкоуглеродные технологии, включая пересмотр существующих мер поддержки; (5) интернализация системных издержек в тех случаях, когда это практически возможно и необходимо. Поскольку детали реформы рынков электроэнергии потребуют предметных дискуссий с участием экспертов, важно, чтобы политики осознавали важность данных пяти основополагающих принципов, необходимых для сохранения равновесия между краткосрочным конкурентным давлением и стимулированием долгосрочных инвестиций в низкоуглеродное производство электроэнергии.

Во-первых, необходимо поддерживать существующие краткосрочные рынки для эффективного распределения. Либерализация рынков электроэнергии имела свои достоинства. Несмотря на существование широкого консенсуса в отношении того, что либерализованные рынки электроэнергии самостоятельно не обеспечили стимулирование для привлечения инвестиций в низкоуглеродные технологии на достаточном уровне, признаётся их эффективность в использовании существующих активов. Ценообразование на основе предельных издержек, опирающееся на краткосрочные переменные издержки, не является идеальным вариантом стимулирования внедрения технологий с высоким уровнем капитальных затрат. В то же время такое ценообразование является адекватным механизмом обеспечения оптимального использования доступных ресурсов, т. е. обеспечения производства мегаватт-часа электроэнергии с наименьшими возможными затратами в любой момент и в условиях воздействия рыночных цен, распространяемых на всех производителей. Понимание данной двойственности предполагает совмещение рынков краткосрочного распределения с чётко определёнными механизмами, необходимыми для стимулирования инвестиций в низкоуглеродные технологии.

Во-вторых, каковы бы ни были институциональные препятствия и какие бы попытки лоббирования не предпринимались для того, чтобы помешать их внедрению, важнейшей неотложной мерой является введение ценового регулирования выбросов углекислого газа, что будет способствовать повышению цен на электроэнергию, сокращению выбросов парниковых газов и повышению конкурентоспособности низкоуглеродных технологий, таких как ядерная энергетика и энергетика на основе ПВИЭ. Надлежащий уровень цен на выбросы углекислого газа в системе торговли квотами на выбросы предполагает цену, достаточно высокую для достижения следующих результатов:

- а) обеспечение конкурентоспособности газа по сравнению с каменным углём или бурым углём (там, где он применяется) на рынках всех стран-членов ОЭСР;
- б) повышение конкурентоспособности атомных электростанций по сравнению с газовыми там, где стоимость строительства достаточно низка, без какой-либо нерыночной поддержки;
- в) повышение конкурентоспособности мощностей, использующих возобновляемые источники энергии, по сравнению с газовыми электростанциями там, где метеорологические условия достаточно благоприятны, без какой-либо нерыночной поддержки;
- г) обеспечение динамического стимулирования инвестиций в развитие новых, ещё более экономически эффективных низкоуглеродных технологий.

Точный уровень цен на выбросы углекислого газа, при котором возможно достижение таких результатов, будет отличаться в зависимости от уровня издержек разных технологий в разных странах. Цена порядка 50 долларов США за тонну CO₂ может считаться достаточной для реализации указанных выше критериев. Давление со стороны производителей электроэнергии, использующих ископаемое топливо, и соответствующих заинтересованных сторон в ходе принятия политических решений сделало эффективное ценовое регулирование выбросов углекислого газа скорее исключением, чем правилом в странах-членах ОЭСР. Тем не менее, в странах, где такое регулирование было внедрено, таких как Швеция или Великобритания, оно показало высокие результаты в обеспечении декарбонизации. Независимо от подробного анализа результативности, надёжная цена на выбросы углекислого газа является мощным показателем для производителей, потребителей и других заинтересованных сторон, таких как поставщики. Данный показатель позволяет формировать ожидания в отношении долгосрочного развития электроэнергетической системы. Ценовое регулирование выбросов углекислого газа позволит извлечь выгоду для всего общества. В то же время некоторые заинтересованные стороны понесут убытки, в частности, производители электроэнергии на основе ископаемого топлива и её потребители. Следовательно, соответствующая компенсация должна быть включена в любой политически взвешенный пакет мер.

В-третьих, необходима разработка механизмов, действующих на долгосрочной основе, для обеспечения надлежащего уровня мощности, манёвренности и инфраструктуры для передачи и распределения: производство электроэнергии лежит в основе любой электроэнергетической системы, однако, фактически, является лишь её частью. Для любой электроэнергетической системы необходима база для обеспечения достаточной мощности, манёвренности, системных услуг и соответствующая физическая инфраструктура. Несмотря на то, что предоставление таких дополнительных услуг всегда имело место, изменчивость ПВИЭ и новейшие технологические достижения акцентируют их растущую значимость. Важность обеспечения манёвренности также подчёркивается в последнем «Прогнозе развития мировой энергетики 2018», опубликованном МЭА. Такие изменения технологического и поведенческого характера, как распространение цифровых технологий в сфере сетевого управления, аккумуляторных батарей и механизмов управления спросом (УС), а также, в некоторых случаях, децентрализованное производство и потребление, ещё больше усложняют решение задачи. Краткосрочные рынки для обеспечения манёвренности, выравнивание нагрузок, усиление межсистемных связей с соседними странами и механизмы платы за мощность являются частью решения. Также важно признать вклад крупных централизованных объектов, таких как атомные электростанции или плотины гидроэлектростанций, в обеспечение стабильности и инерции энергосистемы и оценивать его надлежащим образом.

В-четвёртых, необходимо создание адекватных механизмов стимулирования инвестиций в низкоуглеродные технологии. При разработке устойчивых электроэнергетических систем с низким уровнем выбросов углекислого газа все виды низкоуглеродных технологий должны будут играть определённую роль. Однако вследствие свойственной им высокой капиталоемкости требуются особые схемы финансирования, поскольку развёртывание таких технологий исключительно посредством ценообразования на основе предельных издержек в условиях рыночной конкуренции

невозможно. Сказанное относится ко всем низкоуглеродным технологиям, но особенно к технологиям на основе ПВИЭ, которые больше всех страдают от низких цен, вызванных их собственным использованием. Ввиду отличий в жизненных циклах, характеристиках рисков и структурах финансирования, отдельные технологии всё ещё будут нуждаться в специальных, индивидуально разработанных инструментах, несмотря на то, что все они основаны на одном принципе: инвестиции в технологии с высоким уровнем постоянных издержек требуют высокого уровня стабильности цен и доходов.

Сами по себе ценовое регулирование выбросов углекислого газа или механизм платы за мощность, касающийся производителей электроэнергии, использующих низкоуглеродные технологии с возможностью диспетчерского управления, не будут достаточными мерами, даже если, в принципе, они являются адекватными инструментами для интернализации внешних эффектов, связанных с общественными благами защиты климата и надёжности снабжения. Механизмы платы за мощность (МПМ), рассчитанные на подачу электроэнергии в редкие часы крайне высокого потребления, дадут преимущества технологиям, характеризующимся низким уровнем издержек на поддержание постоянного уровня мощности, которыми обычно являются технологии, использующие ГТОЦ, поскольку только этот сектор энергетики готов к инвестициям, когда ожидаемое количество часов эксплуатации выражается двузначными числами. В связи с этим политики должны стремиться к нахождению равновесия между нерыночной поддержкой и влиянием оптовых рыночных цен, когда речь идёт о низкоуглеродных технологиях с высоким уровнем постоянных издержек, таких как ядерная энергетика и энергетика на основе ПВИЭ. С одной стороны, «зелёные» тарифы, долгосрочные соглашения о поставках электроэнергии, контракты на разницу цен, регулируемые тарифы на электроэнергию, надбавки к рыночной цене на электроэнергию и даже прямые субсидии на капитальные вложения посредством, например, кредитных поручительств, представляют собой адекватные инструменты для достижения долгосрочной надёжности энергоснабжения при использовании низкоуглеродных технологий. Надбавки к рыночной цене на электроэнергию или прямое субсидирование капитальных вложений позволяют сохранить связь с оптовыми рыночными ценами, что важно для эффективного распределения и определения стоимости. Даже применение «зелёных» тарифов или иных инструментов, основной особенностью которых является долгосрочный контракт, гарантирующий соответствующую средней стоимости цену, не обязательно означает полный отказ от конкуренции. Аукционные торги могут заменить конкуренцию на рынке конкуренцией за рынок.

В-пятых, необходима интернализация системных издержек там, где она ещё не была обеспечена путём применения вышеуказанных четырёх основополагающих принципов. При введении цен на выбросы углекислого газа будет признана экологическая ценность низкоуглеродного производства электроэнергии, в то время как при использовании механизма платы за мощность будет признана значимость диспетчерского управления. В принципе, вследствие воздействия цен на электроэнергию произойдёт интернализация издержек на резервирование и оплата каждой единицы производимой электроэнергии согласно её фактической ценности для системы. Практическое применение данного теоретически обоснованного принципа ограничивается в связи с необходимостью предоставления долгосрочных ценовых гарантий для вышеназванных низкоуглеродных технологий. Важно также не добавлять к прямому субсидированию ещё и косвенное.

В совокупности указанные пять основополагающих принципов образуют основу функционирования рынков низкоуглеродной электроэнергии, обеспечивающих оптимальное сосуществование ПВИЭ, гидроэлектрических ресурсов и ядерной энергии в рамках эффективной интегрированной электроэнергетической системы; они приведут к созданию электроэнергетических систем, в которых будет коренным образом сокращён уровень выбросов углекислого газа при наименьших затратах и высоких уровнях надёжности энергоснабжения, независимых от индивидуальной оценки издержек или природных ресурсов конкретной страны. И что более важно, эти пять основополагающих принципов позволят разработать структуру рынков, которые будут отличаться устойчивостью, в том смысле, что они смогут обеспечить инвестиции, необходимые для крупномасштабного развёртывания низкоуглеродных технологий, требуемых для быстрого и кардинального преобразования энергосистемы.

Следует отметить, что данная концептуальная схема не зависит от предпочтений страны при выборе между ядерной энергетикой, гидроэнергетикой или энергетикой на основе ПВИЭ. Применены могут быть все низкоуглеродные технологии. На основании прогнозируемых издержек, учтённых в основных сценариях, результаты данного исследования демонстрируют, что сочетание разных типов генерации, главным образом основанное на использовании ядерной энергии, является наиболее экономически эффективным вариантом достижения заданного уровня сокращения выбросов углекислого газа, соответствующего 50 г/кВт·ч. Кроме того, издержки непропорциональным образом увеличиваются с ростом доли внедрения ПВИЭ в энергосистему. Однако данные результаты отражают лучшие прогнозы, существующие на сегодняшний день. В частности, дальнейшее снижение издержек на производство электроэнергии в случае технологий, использующих ПВИЭ, приведёт к образованию интегрированных систем со значительными долями как ядерной энергии, так и ПВИЭ. На этом прогнозе основан Сценарий VI «Минимизация издержек посредством использования низкзатратных ПВИЭ». С учётом того, что в данном сценарии уровень однодневных капитальных затрат ветроэнергетики и фотоэлектрической солнечной энергетики на 1/3 или на 2/3 ниже соответствующего показателя базовых сценариев, поддерживается идея реалистичности распространения подобного энергобаланса во многих странах-членах ОЭСР. Такой энергобаланс, объединяющая в себе как ПВИЭ, так и технологии, предусматривающие возможность диспетчерского управления, опирается на следующие четыре основополагающих принципа:

- 1) доля использования ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций составляет 30–40 %;
- 2) более крупная доля, составляющая 40–60 %, обеспечивается низкоуглеродными технологиями, предусматривающими возможность диспетчерского управления, такими как атомные электростанции или, возможно когда-либо в будущем, тепловыми электростанциями, располагающими механизмами улавливания, использования и хранения углекислого газа,

- 3) применение максимально возможного количества низкоуглеродных источников манёвренности, включая гидроресурсы, регулирование спроса и межсистемные связи;
- 4) постепенное снижение доли технологий, отличающихся высоким уровнем манёвренности, использующих ископаемое топливо, не предусматривающих возможность улавливания и хранения углекислого газа, обеспечивающих манёвренность остальной части системы.

За период с настоящего времени по 2050 год (обозначенные временные рамки данного исследования) в результате научно-исследовательских разработок и усилий по их внедрению, также, вероятно, снизится совокупная стоимость производства электроэнергии. Не исключено, что технологии станут более дешёвыми и более манёвренными. Возможно последующее снижение издержек низкоуглеродных технологий, таких как атомная энергетика, за счёт применения малых модульных реакторов (ММР), ПВИЭ и аккумуляторных батарей. В большей степени по причине своей физической природы процесс улавливания, использования и хранения углекислого газа маловероятно станет конкурентной альтернативой даже к 2050 году, однако нельзя не принимать в расчёт и случай исключительного технологического прорыва. Электроэнергетический сектор также может стать в большей степени взаимосвязанным с другими отраслями экономики вследствие применения когенерации, развития технологии преобразования избыточной энергии в газ, и сближения с информационно-коммуникационными технологиями.

Данное исследование не претендует на то, что моделируемые сценарии, соответствующие технические показатели и издержки окажутся теми, которые фактически будут реализованы в 2050 году, и не содержит никаких предположений относительно будущих технологических разработок. Целью настоящего исследования является информирование лиц, определяющих политику, и широкой общественности о сложности достижения амбициозных целей по сокращению выбросов углекислого газа исключительно посредством использования технологий генерации на основе ПВИЭ. На практике, выбор структуры рынка электроэнергии и, в частности, баланса генерирующих мощностей зависит от политического выбора на государственном уровне. Несмотря на то, что для снижения выбросов парниковых газов и предотвращения опасного изменения климата прилагаются усилия в глобальном масштабе, конкретные результаты будут достигнуты посредством более широкого сочетания социальных и политических критериев. Все вместе, уровень местного и регионального загрязнения, системные издержки, техническая устойчивость и долгосрочная надёжность энергоснабжения, будут играть свою роль в процессе принятия решений.

Особое место в данном процессе принадлежит ядерной энергии. В то время как благодаря её использованию стабильно производятся большие объёмы электроэнергии при возможности диспетчерского управления и низком уровне выбросов углекислого газа, в ряде стран-членов ОЭСР возникает вопрос о её общественной приемлемости. Тем не менее, результаты данного исследования показывают, что ядерная энергия всё ещё остаётся экономически оптимальным вариантом, позволяющим удовлетворить жёсткие ограничения на выбросы углекислого газа, несмотря на экономические проблемы, стоящие перед атомной энергетикой, связанные с переходом от одного поколения ядерных реакторов к другому. Экономические преимущества использования ядерной энергии не объясняются издержками на уровне электростанции. На самом деле, они объясняются долей издержек атомных электростанций в совокупном объёме затрат электроэнергетической системы. Издержки на уровне электростанции ощутимо сократились в случае предприятий, использующих переменчивые возобновляемые источники энергии, однако соответствующие издержки не учитываются в совокупных затратах на уровне системы, поскольку высокоинтенсивная выработка сосредоточена в течение ограниченного количества часов. Все эти факторы будут влиять на процесс принятия окончательных решений в каждой стране.

Независимо от выбранной конкретной структуры энергобаланса страны-члены ОЭСР должны вместе работать над внедрением пяти основополагающих принципов создания низкоуглеродных электроэнергетических систем. В ближайшие годы технологии и поведение потребителей по-прежнему будут стремительно изменяться. Однако высок уровень вероятности того, что направления развития, основанные на рассмотренных выше пяти основополагающих принципах — конкурентные рынки краткосрочного распределения, цены на выбросы углекислого газа, централизованные механизмы для обеспечения инфраструктуры, долгосрочная стабильность для инвесторов в низкоуглеродные производственные мощности и интернализация системных издержек — останутся адекватными ориентирами для создания низкоуглеродных электроэнергетических систем в течение ближайших десятилетий.

1.1. Контекст исследования

В Парижском соглашении, заключённом в декабре 2015 года и вступившем в силу в ноябре 2016, страны-члены ОЭСР взяли на себя обязательства стремиться к сокращению выбросов парниковых газов в объёме, достаточном для того, чтобы сдержать повышение средней глобальной температуры на уровне значительно ниже 2°C по сравнению с доиндустриальным периодом. Данный шаг подразумевает необходимость значительных усилий по декарбонизации электроэнергетического сектора этих стран. Сдерживание роста средней глобальной температуры в пределах 2°C требует ограничения концентрации парниковых газов в земной атмосфере на уровне, соответствующем примерно 450 ppm в эквиваленте CO₂. Согласно «Прогнозу развития мировой энергетики 2017», разработанному Международным энергетическим агентством (МЭА), достижение таких целей потребует к 2040 году 43-процентного снижения годового объёма выбросов CO₂ с 32 Гт в мировом масштабе и ещё более обширного, равного 61 %, сокращения ежегодных выбросов, достигающих сегодня 12 Гт, в странах ОЭСР (МЭА, 2017: с. 650–1 и 718–9). Несмотря на то, что даже эти цифры могут казаться огромными, они меркнут в сравнении с усилиями, которые требуются от электроэнергетического сектора, как в мировом масштабе, так и в странах ОЭСР.

Несмотря на то, что в настоящее время на производство электроэнергии как в мировом масштабе, так и на уровне стран ОЭСР, приходится лишь около 40 % объёма выбросов CO₂, предусматривается, что основная часть усилий по сокращению выбросов для достижения уровня 450 ppm должна быть сделана электроэнергетическим сектором. Факт производства электроэнергии стационарными источниками, мало подверженными воздействию международной конкуренции, за исключением стран, которые решили объединить свои энергосистемы, и существование альтернативных низкоуглеродных технологий генерации, таких как ядерная энергетика, энергетика на основе возобновляемых источников и гидроэнергетика, объясняют в некоторой степени асимметрию между электроэнергетическим сектором и остальной частью экономики, когда речь заходит о снижении уровня выбросов углекислого газа. Поскольку электроэнергия является общественно полезным товаром, а также играет важную роль в промышленной деятельности, политики решили, что процесс масштабной декарбонизации начнётся с электроэнергетического сектора. Если принять во внимание потенциал последующей электрификации других секторов, таких как транспортный, данный стратегический выбор становится понятным. Соответственно, ожидается, что к 2040 году объём выбросов CO₂ в процессе производства электроэнергии сократится в мировом масштабе на 73 % до 3,6 Гт, а в странах-членах ОЭСР даже более кардинально — на 85 % и достигнет 0,6 Гт в течение следующих 25 лет (МЭА, 2017: с. 650–1 и 718–9).

Для того, чтобы иметь представление о масштабе требуемых усилий, полезно сделать анализ того, что означают такие уровни сокращения выбросов при производстве электроэнергии. В настоящее время средний объём выбросов CO₂ всех существующих в мире электростанций составляет около 570 г на каждый произведённый кВт·ч. В странах ОЭСР интенсивность выбросов CO₂ в настоящее время составляет 430 г/кВт·ч. Для сравнения, такая величина приблизительно соответствует уровню выбросов электростанций, использующих газовые турбины комбинированного цикла (ГТКЦ). Для реализации сценария 450 ppm, о котором идёт речь в «Прогнозе развития мировой энергетики», необходимо снизить интенсивность выбросов CO₂ до 106 г/кВт в мировом масштабе и до 53 г/кВт·ч в странах ОЭСР. Для большей наглядности можно сформулировать данные требования следующим образом: из 20 МВт·ч вырабатываемой электроэнергии 19 МВт·ч необходимо произвести, используя низкоуглеродные источники, а 1 МВт·ч может быть выработан электростанцией, работающей на каменном угле. В качестве альтернативы: из вырабатываемых 20 МВт·ч чуть менее 18 МВт·ч должны производиться низкоуглеродными источниками и чуть более 2 МВт·ч — газовой электростанцией.

Совершенно очевидно, что предстоящая декарбонизация электроэнергетических систем является задачей колоссального размаха. В данных условиях особенно важно осуществить этот процесс надлежащим образом, чтобы не нанести ущерб ни экономической, ни финансовой эффективности, ни надёжности электроснабжения. Число низкоуглеродных вариантов производства электроэнергии ограничено. Гидроэнергетические ресурсы, на которые приходится 16 % объёма производства электроэнергии в мире и 13 % в странах ОЭСР, хорошо зарекомендовали себя и обычно характеризуются приемлемым уровнем издержек. Однако они доступны лишь в ограниченном количестве, особенно в странах ОЭСР, где в последние годы также ставится вопрос об их приемлемости вследствие воздействия гидроэлектрических электростанций на местные экосистемы. Применение технологий улавливания и хранения углекислого газа (УХУ) сталкивается с проблемами технического, финансового и социального характера, вследствие чего маловероятно, что они

будут играть важную роль в период до 2040 года. Кроме того, по крайней мере на первоначальных этапах, вклад таких технологий в сокращение выбросов углекислого газа сомнителен, поскольку с большей вероятностью они будут применяться в нефтегазовой промышленности для увеличения объёмов переработки углеводородов. По этой причине возможность использования механизмов УХУ не предусматривалась в рамках настоящего анализа, как и множество других многообещающих, но ещё не проверенных технологий.

Для радикального сокращения выбросов углекислого газа в электроэнергетическом секторе стран-членов ОЭСР с практической точки зрения в настоящий момент существует только два возможных варианта: ядерная и возобновляемая энергия. В настоящее время доля ядерной энергетики в объёме производства электроэнергии в странах ОЭСР составляет 18 %. На долю возобновляемых источников энергии, отличных от гидроресурсов, приходится менее 10 %. Однако в последнее время наблюдается значительное развитие таких источников, которое, вероятно, сохранит текущие темпы, составляющие около 7 % в год в рамках сценария устойчивого развития МЭА, соответствующего задачам Парижского соглашения. Применение иных альтернативных вариантов в течение ближайших 25–35 лет вызывает сомнения, принимая во внимание инерционность, свойственную электроэнергетическому сектору, где срок службы электростанций и инфраструктуры для передачи электроэнергии зачастую составляет 60 лет и более.

В последние годы использование возобновляемых источников энергии пользуется поддержкой как населения, так и политиков и играет центральную роль в процессе перехода на нетрадиционные источники энергии, происходящего в странах-членах ОЭСР. Важнейшими возобновляемыми источниками энергии являются ветровая и фотоэлектрическая солнечная энергия, в отношении использования которых наблюдается не только значительный рост установленной мощности, но и заметное снижение затрат на производство и монтаж электростанций. Несмотря на то, что средний уровень издержек на МВт·ч электроэнергии, вырабатываемой ветрогенераторами и фотоэлектрическими солнечными установками, всё ещё выше соответствующего показателя атомных электростанций, разрыв в величине производственных издержек на уровне электростанции, определяемых в соответствии с методом полной приведённой стоимости электроэнергии (LCOE), больше не кажется непреодолимым (см. МЭА/АЯЭ (2015), «Прогнозируемая стоимость производства электроэнергии 2015»)¹.

Это свидетельствует об отсутствии существенных причин для отказа от широко распространённой идеи, согласно которой эффективная декарбонизация неотделима от использования значительной доли возобновляемых источников в процессе производства электроэнергии. Однако, как было чётко указано в первом исследовании, посвящённом системным издержкам, Агентства по ядерной энергии при ОЭСР (АЯЭ) «Ядерная энергия и возобновляемые источники. Системные издержки при декарбонизации электроэнергетических систем» (2012), использование переменчивых возобновляемых источников энергии (ПВИЭ), таких как ветровая и фотоэлектрическая солнечная энергия, влечёт за собой ряд дополнительных издержек для всей системы, которые называются системными издержками.

Важнейшими категориями системных издержек, связанных с использованием ПВИЭ, являются повышенные издержки на распределение и передачу вследствие малого размера электростанций и их отдалённости от центров нагрузки, издержки на выравнивание нагрузок для обеспечения готовности к непредсказуемым изменениям скорости ветра и интенсивности солнечного излучения, а также, что более важно, возможные издержки на обеспечение надёжности снабжения за счёт остальных элементов системы в периоды полной или частичной невозможности использования ветровой и солнечной энергии. Изменчивость также влечёт за собой значительные изменения в структуре остальных элементов системы, предусматривающих возможность диспетчерского управления, которые круглосуточно обеспечивают надёжность энергоснабжения в системе. При развёртывании переменчивых возобновляемых источников энергии наблюдается, в частности, переход от технологий с высоким уровнем постоянных издержек, таких как ядерная энергетика, к более манёвренным технологиям с низким уровнем постоянных издержек, таким как энергетика на основе природного газа. В то время как последняя позволяет лучшим образом компенсировать потерю часов эксплуатации, связанную с притоком энергии от ПВИЭ, увеличиваются совокупные издержки остальной части системы, данный эффект известен как появление «издержек на резервирование». Кроме того, внедрение ПВИЭ автоматически не приводит к сокращению выбросов углекислого газа. Например, в случае замещения ядерной энергии комбинацией ПВИЭ и энергии природного газа, в периоды невозможности применения ПВИЭ используются газовые электростанции и совокупный уровень выбросов углекислого газа возрастает.

Системные издержки характерны для всех технологий. Атомные электростанции, например, требуют сетевых подключений повышенной прочности и доступа к надёжным источникам охлаждения. Тем не менее, уровень данных затрат на порядок ниже издержек, обусловленных переменчивостью возобновляемых источников энергии. Основным преимуществом использования ядерной энергии в условиях экономической конкуренции с ветровой и фотоэлектрической солнечной энергией является то, что атомные электростанции предусматривают возможность диспетчерского управления, т. е. с их помощью можно надёжным и прогнозируемым образом вырабатывать большие объёмы электроэнергии в режиме базовой нагрузки, не совершая выбросов углекислого газа.

1. В настоящем отчёте использовались средние значения затрат. Это особенно важно для низкоуглеродных технологий. В отношении переменчивых возобновляемых источников энергии (ПВИЭ) и гидроэнергетических источников, коэффициенты нагрузки и издержки значимым образом зависят от местных условий. На отдельных площадках уровень издержек на уровне электростанции, касающихся ПВИЭ, уже сегодня ниже соответствующего показателя тепловых электростанций. В случае ядерной энергетики положительный опыт строительства в Азии контрастирует с высокой стоимостью строительства в Европе и в США.

В контексте декарбонизации энергосистем возникает три важных вопроса:

1. Какой с экономической точки зрения должна быть оптимальная комбинация атомных мощностей, обеспечивающих базовую нагрузку, и мощностей на основе ПВИЭ, а также каковы дополнительные издержки на достижение целевого уровня выбросов CO₂ с учётом долей генерации ПВИЭ, заданных извне?
2. Являются ли технически и, главное, экономически жизнеспособными электроэнергетические системы, основанные прежде всего на использовании значительной доли ПВИЭ, с помощью которых планируется достичь данных целей?
3. Каковы ключевые политические инструменты, в рамках которых обеспечиваются инвестиции в низкоуглеродные технологии производства электроэнергии на уровне, необходимом для гарантированного перехода к электроэнергетическим системам, в которых коренным образом сокращены выбросы углекислого газа?

Поскольку точные ответы на данные вопросы зависят от ряда критериев, подробно описанных в главах 2 и 3, данные вопросы, в частности, вопросы 1 и 3, также структурируют настоящий отчёт. При моделировании, лежащем в основе данного исследования и которое особенно касается вопроса 1, используется принцип создания «с нуля», при котором система оптимизируется, а издержки минимизируются без каких-либо предположений в отношении существующей структуры генерирующих мощностей, за исключением доступности гидроэнергетических ресурсов. Данный подход повышает прозрачность и удобочитаемость результатов моделирования и, следовательно, их значимость для принятия политических решений на период до 2050 года.

1.2. Специфика нового исследования, посвящённого системным издержкам

На сегодняшний день системные издержки уже не являются малознакомой концепцией, а представляют собой общепринятую составляющую анализа электроэнергетических систем. Первый отчёт АЯЭ, посвящённый системным издержкам и опубликованный в 2012 году, был выполнен в рамках одного из ранних этапов изысканий, сыгравших важную роль во внедрении и определении понятия системных издержек. Несмотря на то, что концепции, разработанные на начальных этапах, а также базовая методика работы с кривыми остаточной нагрузки для оценки издержек на резервирование доказали свою надёжность, с тех пор многое изменилось. Данные изменения потребовали нового, более совершенного и всестороннего подхода к явлению системных издержек в электроэнергетических системах с высокой долей переменчивых возобновляемых источников энергии. Изменения, которые необходимо принять во внимание, включают:

- значительное снижение издержек электростанций, использующих возобновляемые источники энергии, особенно в случае фотоэлектрической солнечной энергетики, о чём свидетельствуют изменения в инвестиционных издержках, которые нашли отражение в отчётах МЭА/АЯЭ «Прогнозируемая стоимость производства электроэнергии» за 2010 и 2015 годы;
- публикация большого числа работ, в которых оживлённо обсуждается тема системных издержек электроэнергетических систем, в рамках которых появилась широко распространённая методологическая база для оценки издержек на резервирование (полный обзор публикаций приводится в главе 2);
- рост осведомлённости и лучшее понимание вопроса важности системных издержек со стороны лиц, определяющих политику, и широких слоёв населения при оценке совокупных издержек, связанных с происходящим переходом на нетрадиционные источники энергии, который в большинстве случаев предусматривает обязательства по использованию больших объёмов переменчивых возобновляемых ресурсов;
- более чёткое представление о важных для политики вопросах, на которые можно эффективно ответить с помощью доступных теоретических методов и инструментов моделирования, учитывающих современный уровень знаний.

С самого начала было понятно, что любая новая научная работа не может быть всего лишь обновлённой версией авторитетного издания 2012 года. В последнем был определён ряд ключевых концепций и предложены примерные оценки уровня системных издержек шести стран-членов ОЭСР. Несмотря на то, что уровни величины, указанные в оценочных данных, соответствуют более недавним результатам, относительная приблизительность представления электроэнергетической системы больше не отвечает методологическим стандартам, внедрённым после публикации исследования. Кроме того, в отчёте 2012 года представлена оценка системных издержек разных стран без учёта каких-либо конкретных ограничений на выбросы углекислого газа.

В настоящем исследовании применяется иной подход. Во-первых, особое внимание было уделено наиболее полному представлению сектора электроэнергетики. Как следствие, модель электроэнергетического сектора, лежащая в основе данного исследования, учитывает не только почасовое распределение нагрузки, но и ограничения, связанные с набором и снижением мощности, а также требования к резервированию, которые позволяют сохранить как стабильность, так и экономическое равновесие системы. Кроме того, в модели учтён тщательно подобранный набор эффективных вариантов обеспечения манёвренности системы, включающий межсистемные связи с соседними странами, относительно высокую долю управляемых гидроресурсов, механизмы управления спросом (УС) и некоторые варианты хранения. Как технологические варианты, так и средства обеспечения манёвренности системы являются важными факторами, влияющими на уровень совокупных системных издержек. Это, в частности, справедливо в том случае, если значительная доля вырабатываемой электроэнергии обеспечивается использованием ветровой и фотоэлектрической солнечной энергии, поскольку изменчивость данных источников создаёт трудности в работе системы, повышая издержки на набор и снижение мощности и требования к резервированию, а также увеличивает потребность в различных вариантах обеспечения манёвренности.

Во-вторых, данное исследование сосредоточено на конкретной статистически представительной стране, что обеспечивает возможность разработки различных сценариев декарбонизации, характеризующихся разными долями ядерной энергии и переменчивых возобновляемых источников энергии, а также проведения ограниченного числа чётко определённых анализов чувствительности. Учитывая тот факт, что исследование основано на принципе создания энергосистемы «с нуля», специфические характеристики конкретной страны не касаются особенностей структуры генерирующих мощностей или своеобразия оценки затрат стандартных технологий, а скорее формы кривой нагрузки, схемы производства электроэнергии на основе ПВИЭ, наличия гидроэнергетических ресурсов, а также пропускной способности межсистемных связей между соседними странами. Основные сценарии позволяют сравнить издержки систем, характеризующихся определёнными извне долями ветровой и фотоэлектрической солнечной генерации, составляющими 10, 30, 50 и 75 %, с издержками системы, в которой минимизация затрат происходит посредством введения налога на выбросы углекислого газа. Принимая во внимание тот факт, что ограничение на выбросы CO₂ в объёме 50 г/кВт·ч является общим для всех сценариев, доля атомной энергии представляет собой обратную функцию определённых извне ограничений, связанных с использованием возобновляемых источников энергии. Чем выше доля переменчивых возобновляемых источников энергии, тем ниже доля ядерной энергии, и наоборот. Результаты, представленные в главе 3, основаны на исследованиях МЭА/АЯЭ 2015 года и соответствуют предположениям: чем важнее доля ПВИЭ, тем выше уровень совокупных издержек системы. При проведении анализов чувствительности исследовались воздействия таких средств обеспечения манёвренности, как межсистемные связи с соседними странами и хранение или гидроаккумулирование, на уровень совокупных системных издержек (подробная информация представлена в главе 3).

Отличительной чертой данной работы по моделированию является то, что во всех сценариях одинаково жёстко ограничен средний уровень выбросов CO₂ на кВт·ч электроэнергии, производимой энергосистемой. Ограничения были установлены на уровне, равном 50 г CO₂ на кВт·ч. Как указывалось ранее, данные цифры приблизительно соответствуют уровню, которого должны достичь электроэнергетические системы стран-членов ОЭСР, чтобы внести свой вклад в сдерживание повышения средней мировой температуры в пределах 2°C. Таким образом, в центре внимания нового анализа находятся совокупные издержки электроэнергетической системы как функция доли переменчивых возобновляемых источников энергии, являющейся дополнительным ограничением для системы помимо общего предела выбросов CO₂, равного 50 г/кВт·ч, соответствующего задачам, поставленным Парижским соглашением.

АЯЭ не располагало достаточно всесторонней и комплексной моделью, достоверность результатов использования которой могла бы обеспечить твёрдую основу для последующих политических обсуждений. Создание новой модели требовало значительных затрат времени и ресурсов. Ввиду настоящей потребности в значимых с политической точки зрения данных, касающихся системных издержек в условиях существования ограничений на выбросы углекислого газа, было принято решение поиска возможностей, позволяющих скорейшее осуществление моделирования. После тщательного анализа возможностей АЯЭ приняло решение о сотрудничестве с группой опытных специалистов по моделированию энергосистем, в то же время являющихся исследователями Массачусетского технологического института (MIT). Моделирование АЯЭ основывалось на модели оптимального расширения производства электроэнергии (GenX), разработанной MIT, обеспечивающей подробное, всестороннее и гибкое представление интегрированной электроэнергетической системы, которое было необходимо для исследования. Сама модель, вычислительное устройство и алгоритмы, а также чёткие ограничения и входные данные для каждого из восьми сценариев подробно представлены в главе 3.

Общий концептуальный подход, применяемый в новом исследовании системных издержек, идентичен подходу, использованному в первоначальном исследовании АЯЭ 2012 года. Так, АЯЭ предполагает, что электроэнергетическая система призвана удовлетворять определённый уровень нагрузки технически безопасным и надёжным образом при минимальных экономических издержках, в то же время обеспечивая выполнение согласованных целей государственной политики. В данном определении два аспекта требуют уточнения. Во-первых, понятие «надёжности» в электроэнергетическом секторе не так просто, как кажется. Поскольку аккумулирование электроэнергии в больших объёмах пока не представляется возможным с экономической точки зрения, каждую секунду спрос должен полностью соответствовать предложению. Таким образом, система должна быть не только рассчитана на часы крайне высокого спроса, например, в периоды, когда зимой или летом ртутный столбик понижается или повышается, выходя за пределы максимальных

зарегистрированных значений, но и совокупность мощностей должна находиться в состоянии технической готовности к использованию именно в подобные моменты. Даже если бы системные операторы или потребители были готовы тратить огромные суммы на резервные мощности, которые в итоге могут никогда не понадобиться, данная цель была бы невыполнима. Ни одна электроэнергетическая система не может гарантировать полное покрытие спроса действительно в любой момент. Разумеется, энергосистемы в большинстве стран-членов ОЭСР отличаются очень высоким качеством, а периоды, в течение которых малый процент спроса остаётся неудовлетворённым, исчисляются минутами или несколькими часам. Тем не менее, необходимо помнить, что надёжность снабжения в электроэнергетическом секторе является в итоге статистическим понятием в той степени, в какой с экономической точки зрения не имеет смысла во всех ситуациях, вызванных случайным стечением обстоятельств, например, погодными условиями, обеспечивать полное покрытие спроса. Стоимость недоотпуска электроэнергии (СНЭ) не может расти беспречно, поэтому с экономической точки зрения в определённый момент имеет смысл сбросить нагрузку. Удовлетворение спроса любой ценой не обязательно является целью системных операторов.

Во-вторых, необходимо уточнить то, что удовлетворение спроса должно происходить в соответствии с «согласованными политическими целям». В первую очередь это касается реализации указанной ранее задачи по сокращению выбросов CO₂, которая учтена в процессе моделирования в виде ограничения, равного 50 г/кВт·ч. Кроме этого, данный аспект, безусловно, подразумевает соответствие всем нормам безопасности и защиты окружающей среды, выработанным соответствующими органами. Однако существует несколько более противоречивая цель государственной политики. Некоторые страны-члены ОЭСР действительно стремятся достичь определённой доли использования возобновляемой энергии в системе электроснабжения, что, как правило, означает существенное повышение установленной мощности ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций. Данное требование не обязательно соответствует общесистемной цели минимизации совокупных издержек на удовлетворение определённого уровня спроса на электроэнергию в условиях существования ряда экологических ограничений. Вопрос заключается в том, какой из данных целей отдаётся приоритет. Что является целью, стоящей перед электроэнергетической системой: минимизация издержек или максимально возможное увеличение доли использования ветровой и фотоэлектрической солнечной энергии?

В конечном счёте, именно политический процесс должен установить порядок приоритетности этих целей. Определение структуры генерирующих мощностей является прерогативой государственной власти. Проблема заключается в том, что составляющие двойственной цели — сокращение выбросов CO₂ и развёртывание ПВИЭ — особенно сложным образом взаимосвязаны. Рост совокупных системных издержек в связи с увеличением доли использования ветряных и солнечных электростанций обусловлен, например, корреляцией между спросом, с одной стороны, и генерацией переменчивых возобновляемых источников энергии, с другой стороны. Один ГВт мощности, производимый фотоэлектрической солнечной электростанцией, будет иметь гораздо большую экономическую значимость и обеспечивать больший вклад в надёжность энергосистемы в Калифорнии, где максимальная выработка совпадает с пиковым спросом в полуденное время, чем во Франции, где пиковый спрос приходится на вечернее время в зимний период, когда генерация фотоэлектрических солнечных электростанций невозможна. Ценность генерации на основе ПВИЭ также зависит от количества доступных ресурсов обеспечения манёвренности, к которым относятся не только хранение и регулирование спроса, но и наличие гидроэнергетических ресурсов или уровень пропускной способности межсистемных связей с соседними странами в рамках общих зон выравнивания нагрузок или регулирования. Такие модели долгосрочного равновесия, как GenEx, также требуют учёта соответствующих гипотез о путях технологического развития аккумуляторных батарей и других, отличных от гидроаккумулирования, способов хранения энергии или использования возможностей уже имеющихся технологий, например, атомной энергетики, для следования за нагрузкой, т. е. возможностей дополнения или замещения переменчивых возобновляемых источников энергии при необходимости.

Для получения как можно более значимых и прозрачных экономических результатов, независимых от структуры генерирующих мощностей конкретной страны, при моделировании, осуществлённом в рамках данного исследования, применялся подход создания системы «с нуля». Это означает, что, начиная с чистого листа, электроэнергетическая система развивается только как функция спроса на электроэнергию в течение года и удельных издержек различных технологий в оптимальных условиях, как если бы все электростанции изначально были построены с нуля на ранее не использованной территории. При таком подходе моделирование ограничивается только экзогенными переменными, т. е. выбросами углекислого газа в объёме 50 г/кВт·ч и различными долями генерации переменчивых возобновляемых источников энергии, которые определяются заранее. Кроме того, доля используемых гидроэнергетических ресурсов была определена извне, т. е. в рамках моделирования «на основе уже имеющихся объектов», говоря языком специалистов по моделированию энергосистем, поскольку развёртывание последних зависит не от совокупных издержек на производство электроэнергии, а от наличия соответствующих природных ресурсов.

В качестве альтернативы можно было бы применить моделирование на основе уже имеющихся объектов в отношении всех технологий и обозначить на кривой остаточной нагрузки долю различных ресурсов, предусматривающих возможность диспетчерского управления, таких как атомные, угольные, газовые электростанции или аккумуляторные батареи. Эксперты АЯЭ совместно с группой специалистов по моделированию сделали осознанный выбор, решив, что такой подход, в конечном счёте, приведёт к получению гораздо менее значимых результатов по сравнению с подходом создания оптимальной структуры генерирующих мощностей, минимизирующей издержки, определяемой на основе учёта соответствующих инвестиционных и эксплуатационных издержек. Наличие общего ограничения на выбросы углекислого газа

во всех сценариях способствует тому, что выбор между вариантами низкоуглеродной генерации, обеспечиваемой атомной энергетикой и энергетикой на основе ПВИЭ, становится очевидным. Таким образом, моделирование АЯЭ на основе GenEx чётким и прозрачным образом определяет долю разных технологий в совокупных системных издержках при наличии общего ограничения уровня выбросов углекислого газа.

Последнее, но не менее важное замечание касается того, что в рамках данного исследования используется экономический подход, нацеленный на определение наименее затратных решений в рамках статической оптимизации. Это даёт возможность чёткой и ясной демонстрации издержек, определённых до 2050 года, при разных вариантах структуры генерирующих мощностей. Использование динамических подходов, в рамках которых выстраиваются разные варианты перехода на нетрадиционные источники энергии или основное внимание уделяется производительности, срокам строительства и наличию природных и человеческих ресурсов, позволило бы сделать альтернативные выводы. Ни одна модель не может точно воспроизвести действительность, каждый вариант моделирования предполагает наличие компромиссов. Вместо того, чтобы выбрать подход описания реальных условий, авторы настоящего исследования решили сосредоточить внимание на прозрачности совокупных системных издержек и на ряде воздействий, испытываемых точным образом представленной электротехнологической системой, в зависимости от разных долей ПВИЭ в структуре генерирующих мощностей.

В связи с имитированием ресурсов при моделировании не заостряется внимание на технической осуществимости создания энергосистем с большой долей ПВИЭ. Такие технические ограничения, как скорость набора и снижения мощности, являются незначительными при доле ПВИЭ, составляющей 10 или 30 %, но становятся весьма существенными при её дальнейшем увеличении. Однако моделирование подобной ситуации потребовало бы временного разрешения ниже, чем почасовое, применённое в рамках данной модели. Таким образом, следует помнить, что в зависимости от активно развивающегося предложения технологий системной интеграции техническая осуществимость может налагать дополнительные ограничения. Кроме того, существует вероятность того, что к 2050 году, которым ограничено данное исследование в связи с намеченным достижением сокращения выбросов CO₂ до уровня, равного 50 г/кВт·ч, будут доступны дополнительные технологии генерации. В то же время, следует учесть, что 30 лет назад основными технологиями на рынке были, в целом, те же технологии, что и сейчас, несмотря на то, что их производительность и стоимость претерпели значительные изменения. Наконец, электротехнологический сектор также может стать в большей степени взаимосвязанным с другими секторами экономики вследствие применения когенерации, технологии преобразования избыточной энергии в газ и взаимодействия с информационно-коммуникационными технологиями.

Главной целью данного исследования была оценка издержек, соответствующих разным вариантам низкоуглеродной структуры генерирующих мощностей, и технической осуществимости, которая не является заданным параметром при моделировании объединённых электротехнологических систем, характеризующихся почасовым разрешением, прозрачностью и политической значимостью. Важно подчеркнуть, что целью данного исследования не является определение будущей низкоуглеродной структуры генерирующих мощностей или количественная оценка системных издержек в конкретных странах-членах ОЭСР. Без всякого сомнения, другие исследования, особенно касающиеся существующих систем (основанные на принципе создания системы с учётом уже имеющихся объектов), в динамической перспективе изучающие воздействия перехода на нетрадиционные источники энергии, дадут дополнительные результаты по мере и степени обсуждения данной темы.

1.3. Системные издержки: варианты политики

С учётом обоснованных предположений, касающихся стоимости различных технологий и конфигураций энергетических систем, увеличение совокупных издержек энергетической системы при использовании ПВИЭ происходит по двум причинам. Во-первых, согласно предположениям, используемым в рамках данного исследования, которые основаны на данных публикации «Прогнозируемая стоимость производства электроэнергии» (МЭА/АЯЭ, 2015), технологии на основе ПВИЭ имеют несколько больший уровень издержек в расчёте на 1 МВт·ч по сравнению с другими низкоуглеродными технологиями². Во-вторых, их применение увеличивает затраты остальных элементов системы, так как требует учащения циклов набора и снижения мощности, внедрения дорогостоящих средств обеспечения манёвренности и изменяет структуру остальных генерирующих мощностей в сторону использования технологий генерации с низким уровнем постоянных издержек, но с повышенным средним уровнем издержек. Указанная вторая подгруппа затрат представляет собой системные издержки, которые не могут быть определены путём простого сравнения издержек на уровне электростанции, связанных с производством электроэнергии (показателя LCOE).

Другими словами, несмотря на то, что, исходя из анализа издержек на уровне электростанции, при определённых благоприятных условиях технологии на основе ПВИЭ приближаются к порогу конкурентоспособности по отношению к традиционным технологиям, затраты электротехнологической системы, в которой доли генерации ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций превышают незначительный уровень, будут более высокими, чем затраты систем, основанных исключительно на технологиях, предусматривающих возможность диспетчерского управления, таких как атомная, угольная, газовая энергетика или гидроэнергетика.

2. Издержки на уровне электростанции в случае технологий, использующих ПВИЭ, в высшей степени обусловлены конкретной системой и месторасположением, поскольку они зависят от наличия ресурсов. Устойчивая динамика издержек ПВИЭ может также способствовать снижению полной приведённой стоимости электроэнергии (показателя LCOE) в будущем.

Такие системные издержки являются долгосрочными и имеют место, даже если система находится в состоянии равновесия. Кроме того, внедрение большого объема ветрогенераторов и фотоэлектрических солнечных электростанций в краткосрочной и среднесрочной перспективе оказывает ряд дополнительных воздействий, не исчерпываемых системными издержками, которые можно с некоторой долей уверенности оценить в процессе моделирования энергосистемы. Данные издержки на динамическое регулирование не менее «реальны», чем долгосрочные системные издержки, однако не могут оцениваться с такой же степенью точности. Это касается как оказываемых ими воздействий на общую экономическую эффективность, так и распределительных последствий в отношении разных заинтересованных групп — инвесторов, потребителей электроэнергии или налогоплательщиков. Данные временные издержки регулирования не являются главным предметом настоящего отчёта.

Долгосрочные системные издержки, находящиеся в центре внимания данного отчёта, в частности, системные издержки технологий, использующих переменчивые возобновляемые источники энергии (ПВИЭ), обуславливают более высокий уровень издержек на МВт·ч для системы в целом. Тем не менее, в настоящее время не происходит интернализации этих дополнительных издержек на производство электроэнергии технологиями, которые их создают. Другими словами, использование переменчивых возобновляемых источников энергии налагает внешние или социальные издержки на всех остальных участников системы. Наиболее очевидным это становится на примере повышенных издержек на подключение, передачу и распределение, которые возникают в связи с низкой географической плотностью парка ветряных и солнечных электростанций и их отдалённостью от центров нагрузки. Эти дополнительные издержки несут операторы сети, которые покрывают свои затраты с помощью сетевых тарифов, как правило, посредством надбавки к стоимости МВт·ч потребляемой электроэнергии независимо от того, каким образом производится данный МВт·ч — благодаря переменчивым или традиционным источникам энергии, в результате чего происходит единообразное повышение цен на электроэнергию всех типов выработки.

Безусловно, значительные социальные или внешние издержки могут создаваться и другими технологиями производства электроэнергии. В исследовании АЯЭ «Полные затраты на производство электроэнергии» (*The Full Costs of Electricity Provision*) (2018) сделан широкий обзор социальных издержек, связанных с различными видами генерации, в частности, с точки зрения неучтённого воздействия на здоровье. Тем не менее, социальные издержки, связанные с использованием ПВИЭ, требуют особого внимания по двум причинам. Во-первых, они являются относительно новыми и начали систематически исследоваться лишь недавно (см. также главу 2 настоящего отчёта). Во-вторых, они занимают несколько промежуточную позицию между полностью учитываемыми в рамках рыночных механизмов издержками на уровне электростанции и абсолютно не подвергшимися интернализации социальными издержками, внешними по отношению к экономической сфере. Опосредуемые сетью электроснабжения, а также рынками электроэнергии, они оказывают экономическое и финансовое воздействие на различных участников энергосистемы и, в конечном счёте, на потребителей электроэнергии, которое может быть оценено с определённой точностью.

Долгосрочные системные издержки находятся в центре внимания данного отчёта. Кроме того, они лучше всего поддаются тщательной оценке в процессе концептуального анализа и моделирования. Однако в действительности также существуют некоторые дополнительные системные издержки краткосрочного и среднесрочного характера. Издержки на динамическое регулирование могут создавать дополнительные сложности. В то время как их определение затруднено с технической точки зрения, их важность настолько велика, что они часто являются приоритетными в общественных дискуссиях и, в определённых случаях, могут привести к серьёзным сбоям в электроэнергетическом секторе. Недавно произошедшее развёртывание значительного объёма генерирующих мощностей, использующих ветровую и фотоэлектрическую солнечную энергию, привело к снижению цен на электроэнергию, коэффициентов нагрузки имеющегося оборудования и надёжных резервов мощности во многих странах-членах ОЭСР. Несмотря на то, что стабильный спрос и более низкие цены на топливо также сыграли свою роль, цены на электроэнергию снизились, главным образом потому что ветряные и фотоэлектрические солнечные электростанции характеризуются нулевыми краткосрочными предельными издержками. Это означает, что на рынке со свободным ценообразованием после того, как электростанции, использующие ПВИЭ, продали произведённую ими электроэнергию, цены выравниваются по отношению к остальным генераторам, имеющим наименьшие переменные издержки, которыми, как правило, являются гидроэлектростанции, атомные электростанции или электростанции, работающие на буром угле. Недавнее исследование рынка Германии, например, показало, что почасовые цены на оптовом рынке электроэнергии снижаются на 1 Евро за МВт·ч на каждый ГВт·ч, производимый ветрогенераторами.³

В результате этого же воздействия существующие производители электроэнергии, использующие такие традиционные ресурсы, как уголь, газ, гидроэлектрическая и атомная энергия, будут также продавать электроэнергию в меньшем объёме, чем раньше. Следовательно, покрыть соответствующие капитальные издержки становится намного сложнее. В некоторых случаях уровень доходов настолько низок, что производители даже не смогут возместить постоянные годовые издержки на эксплуатацию и техническое обслуживание. В таких случаях производители будут покидать рынок и преждевременно останавливать

3. См. работу Мартина де Лагарда, К. и Ф. Ланца (*Martin de Lagarde, C. and F. Lantz*) (2016), «Влияние производства электроэнергии на основе переменчивых возобновляемых источников на цены на электроэнергию в Германии. Модель переключения Маркова» (*Impact of Variable Renewable Production on Electricity Prices in Germany: A Markov Switching Model*), Кафедра европейских рынков электрической энергии (CEEM), Университет Париж-Дофин, рабочий документ 22, www.ceem-dauphine.org/working/en.

электростанции или замораживать их при наличии шанса на улучшение ситуации. Сторонники перехода на нетрадиционные источники энергии, в основе которого лежит развёртывание ПВИЭ, а не сокращение выбросов CO₂, время от времени отмечают, что такая замена электроэнергии, вырабатываемой благодаря традиционным источникам, на электроэнергию, производимую посредством использованием возобновляемых источников, является той открыто заявленной государственной целью, которую преследуют политики и поддерживает электротат.

Вставка 1.1. Издержки на резервирование, связанные с использованием ПВИЭ, и их теоретическая интернализация в условиях долгосрочного равновесия свободного рынка

Может показаться в некоторой степени удивительным то, что на абсолютно либерализованном рынке, где не субсидируется ни одна из технологий, а оптовые цены на электроэнергию свободно определяются в соответствии со спросом и предложением, могла бы произойти полная интернализация системных издержек, связанных с использованием переменчивых возобновляемых источников энергии, которые касаются выравнивания нагрузок и изменений на кривой остаточной нагрузки (издержки на резервирование). Если бы электроснабжение было нестабильным, покупатели платили бы меньше за МВт·ч нестабильно производимой электроэнергии и, таким образом, заставили бы поставщиков электроэнергии, использующих возобновляемые источники, провести интернализацию издержек на выравнивание нагрузок посредством самостоятельного обеспечения или приобретения возможностей резервирования для поставки гарантированного объёма электроэнергии. Интернализация издержек на резервирование была бы произведена посредством учёта фактора снижения ценности переменчивых возобновляемых источников энергии. Этот в достаточной степени технический аспект связан с тем фактом, что все ветряные и фотоэлектрические солнечные электростанции, как правило, производят электроэнергию одновременно в течение ограниченного количества часов, такое явление также называется автокорреляцией. Концентрация генерации ПВИЭ, отличающихся низким уровнем переменных издержек, снижает средние доходы всех производителей, использующих ПВИЭ, и, таким образом, ограничивает их внедрение на оптимальном с экономической точки зрения уровне. Производители электроэнергии, предусматривающие возможность диспетчерского управления, наоборот, получали бы доходы выше средних в часы пониженной генерации на основе возобновляемых источников, компенсируя, таким образом, издержки по оказанию услуг резервирования. Тем не менее, системные издержки, связанные с увеличивающимися расходами на передачу и распределение, не были бы подвержены интернализации даже в условиях идеально функционирующих рынков электроэнергии.

Влияние фактора снижения ценности переменчивых возобновляемых источников энергии можно обнаружить опытным путём уже при сравнительно низком уровне внедрения, равном 5 или 10 %. Его воздействие стремительно усиливается при более высоких уровнях внедрения. Отсюда можно сделать несколько важных выводов. Во-первых, изменчивость ПВИЭ сама по себе не является экономической проблемой для рынка электроэнергии, находящегося в состоянии равновесия. Она становится экономической проблемой, если ей сопутствует выборочное нерыночное финансирование ПВИЭ. Во-вторых, доля ПВИЭ на действительно либерализованном рынке со свободным входом и выходом без выборочного субсидирования будет естественным образом установлена на оптимальном с экономической точки зрения уровне; данный уровень будет ограниченным, даже если издержки на уровне электростанции ветряных или фотоэлектрических солнечных электростанций ниже соответствующего показателя конкурентов, производящих электроэнергию методами, предусматривающими возможность диспетчерского управления. В-третьих, в связи с общественным и политическим предпочтением высокой доли генерации ПВИЭ вероятность скорого прекращения нерыночного финансирования электростанций на основе ПВИЭ мала. В-четвертых, это означает, что ввиду изменчивости, сочетающейся с субсидированием, производители электроэнергии, использующие управляемые технологии, будут по-прежнему испытывать воздействие внешних факторов в виде требований к поддержанию надёжности системы, что предполагает необходимость дополнительного политического вмешательства. Это явление хорошо известно, поскольку существуют и другие примеры политического регулирования экономики: непредвиденные последствия первичного вмешательства в работу рынка требуют последующего вмешательства, что вызывает новые непредвиденные последствия, и так далее. Эксперты также называют вмешательства в работу рынка «скользящей дорожкой».

Данный аргумент справедлив лишь отчасти, так как в нём не учитывается то, что если бы основное внимание было направлено не на развёртывание ПВИЭ, то цель сокращения выбросов CO₂ могла бы быть достигнута при гораздо меньших затратах. В связи с этим возникают ещё два вопроса. Во-первых, каковы распределительные последствия создания больших объёмов «невозмещаемых издержек» в плане досрочного прекращения эксплуатации традиционных генерирующих мощностей и каким образом следует решать вопросы, связанные с такими издержками? Является ли досрочное прекращение эксплуатации электростанции в связи с политическими решениями, касающимися структуры генерирующих мощностей, обычным инвестиционным риском или одной из форм негласной экспроприации? В частности, в краткосрочной перспективе данный вопрос касается пиковых электростанций, а в долгосрочной — атомной энергетики. В зависимости от нормативной точки зрения лиц, определяющих политику, можно утверждать, что расходы на внедрение нового вида генерирующих мощностей, который делает лишь частичный вклад в потребности системы, должны нести «новички» или государства, которые приняли решение об их внедрении. Напротив, сторонники возобновляемой энергии заявляют, что поскольку её внедрение стало официальной политикой, существующие производители должны нести ответственность за последствия собственной неспособности обеспечить необходимую системе степень манёвренности при достаточно низком уровне издержек.

Во-вторых, независимо от финансовых соглашений изначальных инвесторов, касающихся существующих традиционных генерирующих мощностей, сохранение производственного объекта с мощностями, предусматривающими возможность диспетчерского управления, который уходит с рынка из-за собственной нерентабельности, зачастую всё равно является необходимым для обеспечения подачи энергии в часы недоступности ПВИЭ. Надёжное и круглосуточное энергоснабжение требует поддержки со стороны традиционных производителей, предусматривающих возможность диспетчерского управления, в течение ограниченного количества часов. Другими словами, вытеснение с рынка традиционных генерирующих мощностей в результате совокупного воздействия пониженных оптовых рыночных цен и ограниченного времени эксплуатации в связи с выработкой электроэнергии переменчивыми возобновляемыми источниками с нулевыми краткосрочными предельными издержками повышает риск возникновения перебоев в подаче электроэнергии. Кроме того, такие традиционные генерирующие мощности часто обеспечивают надёжность, устойчивость или диверсификацию системы, что совсем не оценивается или оценивается не в полном объёме на конкурентных оптовых рынках с ценообразованием на основе предельных издержек. Если бы на рынках существовала возможность оценки таких качеств, доходы подобных производственных объектов возросли бы, а рынок смог бы достичь равновесия и расплачивать требуемым уровнем надёжности. Основная сложность заключается в определении и в адекватной оценке таких качеств в рыночных условиях.

Эти вопросы возникают в быстро изменяющемся контексте сложного, многоуровневого перехода на нетрадиционные источники энергии. Безусловно, для решения вышеназванных проблем существуют определённые политические меры, каждая из которых имеет свои преимущества и недостатки. Разумеется, в ходе общественно-политических обсуждений нет чёткого разграничения между долгосрочными издержками (такими как общий рост степени удовлетворения определённого уровня спроса) и краткосрочными издержками (такими как сверхнизкие цены, досрочный вывод из эксплуатации существующих традиционных электростанций и риск перебоев в подаче электроэнергии). Другими словами, общая обстановка в электроэнергетическом секторе в большинстве стран-членов ОЭСР характеризуется не только всё более очевидными сложностями, но и высоким уровнем беспорядочности. Эта беспорядочность существует не только на уровне принятия политических решений или в ходе общественных дискуссий, но также распространяется на дискуссии экспертов и на теоретические обоснования.

Принцип современной экономики — «правило Тинбергена» — предполагает, что для успешной реализации политики необходимо столько же инструментов, сколько существует политических целей. В данном случае существуют две чёткие политические цели: (а) сокращение выбросов CO₂ для достижения целей Парижского соглашения и (б) практически постоянное обеспечение надёжности электроснабжения. Такая ситуация требует применения двух политических инструментов, непосредственно предназначенных для достижения поставленных целей. Во-первых, необходимо введение налога значимого уровня на выбросы углекислого газа. Результаты моделирования, приведённые в главе 3, показывают, что применение даже сравнительно небольшого налога на выбросы на уровне 50 долларов США на тонну CO₂ может сократить объём выбросов в соответствии со сценарием, сдерживающим рост температуры в пределах 2°C, при наименьших издержках. Во-вторых, необходимы либерализованные рынки электроэнергии без больших объёмов мощностей, использующих возобновляемую энергию, для которых применяется нерыночное финансирование, что искажает оптовые рыночные цены, доводя их до отметок, находящихся ниже уровня покрытия издержек.⁴ При условии внедрения этих двух политических мер, лица, определяющие политику, могли бы ожидать самых экономически эффективных результатов от рынков электроэнергии. Если обе указанные политические меры будут восприниматься как достаточно стабильные, существует большая вероятность значительного увеличения объёма использования ядерной энергии как источника, позволяющего с минимальными издержками сократить объём выбросов CO₂ на уровне системы.

Это однозначно. Трудность состоит в том, что в большинстве стран-членов ОЭСР существует третья политическая цель, которая заключается в повышении доли использования возобновляемых источников энергии — в частности, ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций — при электроснабжении. Существует распространённое мнение, согласно которому эта третья цель находит прямое выражение в двух других, однако, как было сказано, в действительности всё намного сложнее. Цель сокращения выбросов углекислого газа не равнозначна цели использования возобновляемых источников энергии. При замене атомной или гидроэлектрической энергии возобновляемыми источниками энергии и ископаемым топливом можно ожидать повышения выбросов углекислого газа. Когда рынок испытывает давление, оказываемое применением возобновляемых источников энергии, пользующихся нерыночным финансированием, цены падают, инвестиции прекращаются, а уровень надёжности электроснабжения снижается.

4. Продолжаются споры относительно того, возможно ли оставить такие либерализованные рынки электроэнергии в виде чисто энергетических рынков со свойственными им схемами регулирования или их необходимо дополнить механизмами платы за мощность (МПМ). Несмотря на то, что теоретически чисто энергетические рынки являются наименее затратным решением, такая ситуация сопряжена с наличием «часов дефицита», в течение которых не весь спрос может быть удовлетворён, а для распределения недостаточного объёма электроэнергии будут использоваться веерные отключения. В этом потребители и политики видят самое большое неудобство. МПМ финансируют поддержание дополнительной мощности для покрытия всех нужд в часы крайне высокого потребления. Необходимые резервы создаются путём увеличения розничных тарифов, что повышает среднюю стоимость производства электроэнергии.

Несмотря на то, что споры относительно демократически узаконенных политических целей не может быть, экономический анализ должен показать, каким образом можно наиболее эффективно решить задачу, объединяющую сокращение выбросов CO₂, надёжность электроснабжения и внедрение возобновляемых источников энергии. Если бы повсеместно были утверждены налоги на выбросы углекислого газа, было бы возможно представить систему, в которой такие налоги дополняются системой субсидирования капиталовложений в технологии, использующие ПВИЭ. В такой ситуации оптовые рыночные цены претерпели бы меньше изменений по сравнению с существующими схемами поддержки, нацеленными в большей степени на уровень производства, чем на уровень мощности.

Большинство стран выбрали фиксированные «зелёные» тарифы (ЗТ), которые изолируют ПВИЭ от оптовых рыночных цен и деструктурируют процесс работы рынков электроэнергии со всё более случайными ценовыми сигналами. «Зелёные» тарифы удобны для инвесторов, поскольку риски полностью хеджированы в течение всего жизненного цикла проекта, но неудобны для остальных участников системы. Кроме того, предложение введения налогов на выбросы углекислого газа в электроэнергетическом секторе встретило упорное сопротивление во многих странах-членах ОЭСР. Исключениями являются Швеция, Финляндия и Великобритания — три страны со значимой долей атомных электростанций в структуре генерирующих мощностей. Основная альтернатива — торговля эмиссионными квотами, в частности, Европейская система торговли квотами на выбросы углекислого газа (EU ETS) — характеризуется неоднозначными результатами в установлении надёжного долгосрочного ценового сигнала на выбросы углекислого газа, способного управлять инвестициями и распределением.

Это усложняет ситуацию. В связи с многосторонним воздействием технологий на основе возобновляемых источников энергии с нулевым уровнем предельных издержек, финансируемых посредством «зелёных» тарифов, с одной стороны, и сложностями политического характера, связанными с введением налогов на выбросы углекислого газа, с другой стороны, набор политических мер для достижения обозначенных выше целей должен быть расширен. Это касается, в первую очередь, атомной энергетики и гидроэнергетики, которые на настоящий момент незаменимы для достижения целей по сокращению выбросов CO₂ с приемлемым уровнем издержек. Генераторы, использующие низкоуглеродные технологии, предусматривающие возможность диспетчерского управления, такие как атомные электростанции, на современных рынках электроэнергии могли бы извлекать выгоду от доступа к той же форме финансирования, что и ПВИЭ, т. е. получать прогнозируемые доходы в течение жизненного цикла проекта. Это может быть сделано в форме «зелёных» тарифов, контрактов на разницу цен или долгосрочных контрактов. Юридическая форма не важна, если доходы на МВт·ч покрывают средние издержки, связанные с проектом, в течение достаточно длительной части жизненного цикла проекта, касающегося выработки электроэнергии.

Можно было бы допустить, что в процессе развития сформируется система, в которой все виды низкоуглеродной генерации будут пользоваться в той или иной форме нерыночным финансированием. Возможно, это и есть цена достижения тройной цели: сокращения выбросов, обеспечения надёжности поставок и развёртывания ПВИЭ. В то же время в данной системе информация об издержках и предпочтениях, учитываемая в оптовых рыночных ценах, более не является определяющей для инвестиций и распределения. В низкоуглеродной системе, соответствующей сценарию сдерживания роста температуры в пределах 2°C, в котором средний объём выбросов CO₂ составляет 50 г/кВт·ч, объём электроэнергии, распределяемой на основе рыночных механизмов, будет крайне мал и будет выработан главным образом оставшимися газовыми электростанциями. В такой системе инвестиционные решения будут в первую очередь приниматься регулирующими органами, системными операторами и лицами, определяющими политику, с известными рисками захвата регулирующего органа, технологической инерционности и украшательства, которые существенным образом повлияли на начальное решение о либерализации рынков электроэнергии. В то же время, возможно, что такая система будет работоспособной и обеспечит реализацию трёх основных политических целей.

В главе 4 данные вопросы будут рассмотрены более подробно на основе сценариев, описываемых в главе 3. Как было сказано, сценарии, используемые при моделировании, представляют ситуации долгосрочного равновесия, что обеспечивает получение данных, касающихся затрат, в рамках различных вариантов решения. В ходе политических обсуждений должны будут учитываться как долгосрочные издержки, так и необходимость организации последовательного перехода. Как бы то ни было, достоинство используемых при моделировании сценариев заключается в том, что они очень точно имитируют взаимодействие трёх указанных политических целей:

1. общего ограничения на выбросы CO₂, равного 50 г/кВт·ч;
2. полного покрытия издержек всеми технологиями (в зависимости от конкретного сценария посредством рыночных механизмов или соответствующих политических инструментов);
3. использования различных долей электроэнергии, вырабатываемой ветряными и фотоэлектрическими солнечными электростанциями, которые с учётом общего ограничения на выбросы углекислого газа непосредственно преобразовываются в различные доли ядерной энергии.

Сценарии, разработанные в рамках последовательного и согласованного подхода, который ещё предстоит применить в других областях, обеспечивают прозрачность, т. е. прозрачность издержек, касающихся различных политических решений. Наряду с последующим рассмотрением вариантов политических решений в главе 4, главная цель настоящего отчёта в рамках анализа стратегии ОЭСР заключается в том, чтобы позволить политикам сделать более осведомлённый выбор и в итоге реализовать лучшие политические решения.

Глава 2. Обзор литературы по исследованию системных эффектов

2.1. Определение и характер системных эффектов

Электроэнергетическая система является одним из наиболее крупных и сложных видов инфраструктур, созданных человечеством. Она предназначена для производства, передачи и снабжения электрической энергией конечных потребителей и имеет очень высокий уровень надёжности. В целом, такая система состоит из совокупности генерирующих мощностей, включающей в себя различные технологии производства (на основе гидроэнергии, энергии ископаемого топлива, атомной, солнечной, ветряной энергии, и т. д.), сети электропередачи, передающей электроэнергию на дальние расстояния к высоковольтным трансформаторным подстанциям, преобразующим электроэнергию высокого напряжения в электроэнергию более низкого напряжения, и распределительной сети, передающей электроэнергию низкого напряжения конечным потребителям. Одна или несколько сетевых компаний или независимых системных операторов обеспечивают эффективную эксплуатацию, стабильность и безопасность электроэнергетической системы на региональном и государственном уровнях. Наконец, один или несколько операторов распределительной сети обеспечивают последний этап процесса доставки электроэнергии на местном уровне от сети электропередачи к отдельным потребителям. В связи с ограниченными возможностями дешёвого хранения больших объёмов электроэнергии в энергосистемах, сетевые компании и операторы распределительных сетей до сих пор должны постоянно обеспечивать соответствие производимой электроэнергии спросу на уровне энергосистемы, а также наличие достаточного количества резервов в случае отказа какого-либо из важных составляющих системы (отказа линии электропередачи, генерирующей мощности или отключения большого количества приёмников электроэнергии — так называемое правило N-1). Однако в обозримом будущем эта ситуация изменится, потоки электроэнергии станут двунаправленными в условиях существования множества компаний-производителей электроэнергии, «чистых» потребителей и целого ряда рассредоточенных «производящих» потребителей, которые будут как поставлять энергию в сеть, так и потреблять её. Кроме того, в ближайшие годы стоимость хранения электроэнергии может существенно снизиться. И наконец, правило N-1 требует концептуальной адаптации, поскольку в системе будет задействовано множество малых и крупных компонентов. Большинство анализов надёжности должно будет производиться стохастически.

Все элементы электроэнергетической системы, подключённые к сети, работают не изолированно, а активно взаимодействуют с другими элементами и оказывают прямое или косвенное влияние на все составляющие системы. Ограничиваясь анализом производителей, можно отметить, что каждая электростанция имеет свои особенности и характеристики: она может предоставлять системе определённые услуги, отличные от чистой выработки электроэнергии, накладывает некоторые ограничения и предъявляет дополнительные требования к системе в целом¹. В широком смысле, несмотря на отдельные отличия, все технологии, предусматривающие возможность диспетчерского управления, имеют общие черты и сравнительно ограниченным образом влияют на всю электроэнергетическую систему, в основном благодаря тому, что они легко контролируются. Напротив, электростанции на основе переменчивых возобновляемых источников энергии (ПВИЭ), особенно ветряные и фотоэлектрические солнечные, имеют ряд специфических характеристик, которые усложняют процесс их внедрения в электроэнергетическую систему. Эти характеристики также влияют на способность электростанций на основе ПВИЭ поддерживать надёжность системы и на экономическую ценность производимой ими электроэнергии. Неудивительно, что тема системных эффектов стала привлекать особый интерес с тех пор, как внедрение технологий на основе ПВИЭ достигло значимого уровня во многих странах.

1. «Идеальным» производителем можно было бы назвать производителя, который не оказывает никакого воздействия на систему; подобный энергогенерирующий блок имел бы полностью предсказуемую выходную мощность, идеально соответствующую уровню нагрузки во временных и пространственных отношениях. Несмотря на то, что концепция «идеального производителя» относится лишь к теории, она всё же может помочь в определении и оценке системных эффектов, оказываемых «реальными» производителями: более подробно см. отчёт ОЭСР (2015) и раздел 2.6.

МЭА (2014) выделило шесть технических и экономических характеристик, являющихся специфическими для ПВИЭ, которые отличают соответствующие технологии от других технологий генерации, предусматривающих возможность диспетчерского управления. Эти характеристики, тесно связанные с природой ПВИЭ, влияют на вклад, который они вносят в энергосистему, и являются ключевыми для определения и понимания системных издержек, связанных с их внедрением. Выходную мощность ПВИЭ можно охарактеризовать следующим образом:

1. **Изменчивая:** выходная мощность изменяется в зависимости от наличия ресурсов (ветра и солнечного света). Электростанции на основе ПВИЭ не предусматривают возможность диспетчерского управления, поскольку выходная мощность не может быть адаптирована к потребностям системы².
2. **Непредсказуемая:** объём производимой энергии невозможно точно спрогнозировать. Однако точность прогноза выработки электроэнергии возрастает с приближением времени её подачи.
3. **Зависимая от местоположения:** качество доступных ресурсов не является одинаковым повсеместно и их транспортировка невозможна. Площадки, располагающие благоприятными условиями, часто сконцентрированы в одной и той же зоне, находящейся вдали от центров нагрузки.
4. **Асинхронная:** электростанции на основе ПВИЭ подсоединены к сети посредством силовой электроники, в то время как традиционные генераторы синхронизированы с сетью.
5. **Модульная:** масштаб отдельных блоков ПВИЭ намного меньше, чем в случае других традиционных генераторов.
6. **Отличающаяся низким уровнем переменных издержек:**³ по завершении строительства электростанций на основе ПВИЭ уровень производственных издержек при выработке электроэнергии незначителен. В частности, в случае ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций переменные издержки на выработку электроэнергии (краткосрочные предельные издержки) близки к нулю.

Концепция системных эффектов была в недавнем прошлом усовершенствована в целях описания и учёта взаимодействий между различными технологиями генерации и инфраструктурой, составляющими энергосистему, а также для определения влияния внедрения каждой технологии на систему в целом. Анализ системных эффектов также определяет общие принципы характеристики влияния и экономической ценности определённой технологии генерации для энергосистемы в целом. В последние годы эта концепция обширно исследовалась и формулировалась МЭА и АЯЭ (МЭА, 2011 и 2014; АЯЭ, 2012; ОЭСР, 2015) и была усовершенствована благодаря большому количеству новых исследований, проводимых научным сообществом, промышленными предприятиями и государственными учреждениями.

Системные эффекты часто подразделяются на следующие три обширные категории (от а до в), однако иногда отдельно рассматривается ещё и четвёртая категория (г — издержки на подключение):

- а) издержки на резервирование, также называемые разными авторами издержками на манёвренность или издержками на управляемость;
- б) издержки на выравнивание нагрузок;
- в) сетевые издержки;
- г) издержки на подключение.

Издержки на резервирование (или издержки на манёвренность) связаны с увеличением стоимости выработки электроэнергии для всей электроэнергетической системы, которое обусловлено изменчивостью выходной мощности ПВИЭ. Данные издержки отражают тот факт, что в большинстве случаев обеспечение остаточной нагрузки в системе, использующей ПВИЭ, обходится дороже, чем в эквивалентной системе, в которой ПВИЭ заменяются электростанциями, предусматривающими возможность диспетчерского управления⁴. Наконец, издержки на резервирование могут рассматриваться в качестве альтернативных издержек, связанных с отсутствием в долгосрочной перспективе менее затратной традиционной структуры генерирующих мощностей для обеспечения остаточной нагрузки.

2. Ветроэнергетика может предоставлять системе услуги по снижению мощности, так как выработка электроэнергии может быть сокращена в случае необходимости. Такое сокращение является обычной практикой в странах с высоким уровнем внедрения ПВИЭ.
3. В отличие от пяти описанных выше характеристик, низкий уровень предельных издержек ПВИЭ не влияет на потенциал внедрения ПВИЭ с эксплуатационной или технической точки зрения. Однако внедрение ПВИЭ оказывает значительное влияние на рынки электроэнергии, так как сдвигает порядок ранжирования вправо.

Остаточная нагрузка или остаточный спрос, также иногда называемые «очищенной нагрузкой» или «чистым спросом», определяется как одномоментная разница между совокупным спросом на электроэнергию (или нагрузкой) и объёмом электроэнергии, вырабатываемой электростанциями на основе ПВИЭ.

Внедрение ПВИЭ изменяет временную структуру остаточной нагрузки, которая должна быть обеспечена остальными электростанциями, предусматривающими возможность диспетчерского управления: в то время как уровень пиковой нагрузки может оставаться неизменным, существует тенденция к учащению периодов, в течение которых уровень остаточной нагрузки низок или даже отрицателен. Данное явление ведёт к изменению режимов использования генерирующих мощностей, предусматривающих возможность диспетчерского управления, выражающемся в долгосрочном переходе от базовых электростанций к более дорогостоящим пиковым и полупиковым электростанциям.

Издержки на резервирование в системах с ПВИЭ можно рассматривать и с другой точки зрения, принимая во внимание то, что генерация ветряных или фотоэлектрических солнечных электростанций сконцентрирована в течение ограниченного количества часов при благоприятных метеорологических условиях. Особенно при существенном уровне внедрения высока вероятность того, что определённая электростанция на основе ПВИЭ будет генерировать электроэнергию одновременно с другими электростанциями, использующими ПВИЭ. В результате такой корреляции снижается средний уровень ценности каждого МВт·ч выходной мощности ПВИЭ, а также её вклад в систему.

Результаты некоторых исследований (Фрипп и Вайзер (*Fripp and Wiser*), 2008; Йоскоу (*Joskow*), 2011; Хирт (*Hirth*), 2013 и 2015a), сделанные на основе эмпирических рыночных данных или цифрового моделирования показали, что рыночные доходы от продажи электроэнергии, вырабатываемой электростанциями на основе ПВИЭ, значительно снижаются с ростом их доли в производстве электроэнергии. Это явление отражает уменьшающуюся ценность каждого дополнительного блока ПВИЭ для системы и соответствует эквивалентному повышению издержек на резервирование. Между издержками на резервирование и рыночной стоимостью определённой технологии генерации можно найти взаимосвязь; в рамках некоторых гипотез (например, в условиях заполненного и идеального рынка электроэнергии) обе перспективы приводят к одним и тем же результатам (Иккердт и др. (*Ueckerdt et al*), 2013b).

Кроме того, наличие в системе доли генерации ПВИЭ обычно увеличивает изменчивость остаточной нагрузки, которая выражается в более резких и частых изменениях мощности. Таким образом, дополнительное бремя ложится на другие электростанции, предусматривающие возможность диспетчерского управления, в виде большего числа пусков и остановов, учащения циклов и повышения требований к обеспечению манёвренности, связанных с резкостью набора и снижения мощности, что для традиционных предприятий означает снижение уровня производительности, общее увеличение износа оборудования и повышение стоимости выработки электроэнергии и системных издержек. В исследованиях такой эффект называют эффектом манёвренности (Хирт и др., 2015b).

В итоге в издержках на резервирование также должны учитываться воздействия, связанные с низкой фактической мощностью ПВИЭ, т. е. тот факт, что в большинстве случаев электростанции, использующие ПВИЭ, вносят меньший вклад в удовлетворение пикового спроса, чем электростанции, предусматривающие возможность диспетчерского управления. Однако возможность в полном объёме учесть данный вклад зависит от качества и степени детализации методологии и моделей, используемых для оценки. Применение методов, обычно используемых для оценки издержек на резервирование, позволяет лишь частичный учёт издержек, связанных с низкой фактической мощностью ПВИЭ. Полноценный расчёт фактической мощности ПВИЭ потребует сложного стохастического моделирования всей электроэнергетической системы с учётом большого количества лет и метеорологических данных, что находится за пределами возможностей и сферы применения большинства инструментов, разработанных для расчётов системных эффектов.

Издержки на выравнивание нагрузок связаны с растущими требованиями к обеспечению стабильности системы ввиду непредсказуемости генерации (непредвиденные остановки электростанции или ошибки при прогнозировании производства электроэнергии). В случае электростанций, предусматривающих возможность диспетчерского управления, объём и, следовательно, стоимость эксплуатационных резервов обычно определяются наиболее важными непредвиденными нарушениями режима эксплуатации наиболее крупного энергоблока (или двух крупнейших энергоблоков), подключенного к сети. При использовании ПВИЭ издержки на выравнивание нагрузок в основном связаны с непредсказуемостью выходной мощности, которая может стать важным фактором при большом уровне мощности ПВИЭ в энергосистеме. Ошибки прогнозирования могут потребовать наличия большего количества элементов вращающегося резерва в энергосистеме. Кроме того, непредсказуемость выходной мощности ПВИЭ требует более частого и приближенного к реальному времени изменения графика работы других электростанций системы. Это может привести к учащению необходимости набора и снижения мощности и ускорения циклов на традиционных электростанциях, неэффективности планирования работы электростанции и к увеличению издержек энергосистемы в целом. В некоторых случаях изменчивость ПВИЭ в интервале планирования энергосистем (не более одного часа) также учитывается в издержках на выравнивание нагрузок. Некоторые исследования также включают повышенные требования к быстрому регулированию частоты. Упомянутые ранее набор и снижение мощности, являющиеся частью указанного выше «эффекта манёвренности», касаются планового режима работы электростанций, предусматривающих возможность диспетчерского управления. Любые отклонения от плана вследствие ошибок прогнозирования приводят к появлению издержек на выравнивание нагрузок.

Сетевые издержки отражают воздействия на сеть электропередачи и распределительную сеть, связанные с ограничениями, обусловленными месторасположением электростанций. Несмотря на то, что все электростанции могут иметь некоторые ограничения, связанные с их местонахождением, данный фактор более значимым образом влияет на энергосистемы с ПВИЭ. По причине географических ограничений может потребоваться строительство новых линий электропередачи или увеличение мощности существующей инфраструктуры (усиление энергосистемы) для передачи электроэнергии от производственных площадок к потребителям. Кроме того, потери при передаче, как правило, увеличиваются, когда электроэнергия

передаётся на большие расстояния. К тому же наличие в энергосистеме большой доли распределённых фотоэлектрических ресурсов может потребовать значительных инвестиций в распределительную сеть, в частности, для решения проблемы повышенного обратного перетока мощности, имеющего место, когда объём вырабатываемой электроэнергии превышает местный спрос. В целом, издержки, связанные с сетью электроснабжения, как правило, растут в результате подключения отдалённых генерирующих блоков или размещения распределённых энергоресурсов.

Издержки на подключение определяются как затраты на подключение электростанции к ближайшей точке соединения с существующей сетью электропередачи. Их уровень может быть значительным, особенно при необходимости подключения отдалённых ресурсов, что может происходить в случае морских ветряных электростанций, а также при подключении объектов с низкими коэффициентами нагрузки или тогда, когда технология предъявляет более строгие требования к подключению к сети, как в случае атомных электростанций. Издержки на подключение иногда включаются в системные издержки (АЯЭ, 2012), но чаще всего они не считаются системными и косвенно учитываются в показателе LCOE как издержки на уровне электростанции¹. Сложность данной оценки заключается в том, что издержки на подключение иногда несёт застройщик электростанции, а иногда — оператор сети электропередачи. В первом случае они включаются в издержки на уровне электростанции и, таким образом, подвергаются полной интернализации; во втором случае они являются внешними эффектами и как таковые должны учитываться в системных издержках. В ходе последующего анализа издержки на подключение не рассматриваются однозначно как часть системных издержек, однако их рекомендуется учитывать в экономическом анализе и представлять в виде компонента издержек на уровне электростанции или системных издержек.

Приведённое определение характеристик не является исчерпывающим, так как существуют другие аспекты, которые могут оказывать значительное влияние на электроэнергетическую систему, особенно при высокой доле переменчивых возобновляемых источников энергии. Например, тот факт, что ПВИЭ подключаются к сети посредством силовой электроники и, таким образом, являются асинхронными, снижает инерцию энергосистемы, несмотря на то, что современная силовая электроника может смягчить некоторые аспекты воздействия данного эффекта.² Подобное снижение влияет на способность системы восстанавливать заданный уровень частоты после аварии и, таким образом, нарушает общую устойчивость системы. Несмотря на то, что в некоторых исследованиях и охарактеризована динамика системы с высокой долей асинхронных ресурсов, систематические попытки количественного определения экономического влияния в этом направлении не предпринимались (EDF, 2015 и МЭА, 2014). Тем не менее, некоторые авторы непосредственно рассматривают повышенные требования к быстрому управлению частотой вследствие пониженной инерции системы как составную часть расходов на выравнивание нагрузок (Штрбац и др. (*Strbac et al.*), 2016). В конце данной главы приведён обобщённый перечень исследований в данной области.

Наконец, важно отметить, что разные категории не существуют независимо друг от друга, издержки можно «перемещать» из одной категории в другую. Например, дополнительные инвестиции в инфраструктуру передачи и распределения, обуславливающие более высокие издержки на передачу, могут привести к удешевлению структуры генерирующих мощностей и к снижению издержек на выравнивание нагрузок, таким образом, уменьшая два других компонента затрат. Подобным образом, использование более манёвренной системы генерации, как правило, обходится дороже, однако позволяет снизить издержки на выравнивание нагрузок. Поскольку разные категории системных издержек зависят друг от друга, при добавлении компонентов необходимо проявлять осторожность, особенно, если они были получены в результате различных модельных экспериментов.

2.2. Понимание системных эффектов

Прежде чем подробно описывать методы, используемые при анализе и количественной оценке системных эффектов, важно понимать, в чём заключаются их ключевые элементы. В данном разделе представлены некоторые ключевые элементы, необходимые для лучшего понимания характеристик и специфики технологий на основе ПВИЭ и их возможного воздействия на электроэнергетическую систему.

1. В то же время необходимо отметить, что издержки на подключение не учитываются в расчётах полной приведённой стоимости электроэнергии (LCOE), осуществлённых в совместной публикации МЭА и АЯЭ, посвящённой издержкам на уровне электростанции (ОЭСР, 2015).
2. В среднесрочной и долгосрочной перспективе возможно (но это ещё требуется доказать) достижение требуемого результата благодаря синтетической инерции. Проблема инерции рассматривается далее в разделе 2.6 под заголовком «Сравнение синхронной и асинхронной генерации энергии».

Эпизодичность, изменчивость и непредсказуемость ПВИЭ. Преимущества географического разнообразия

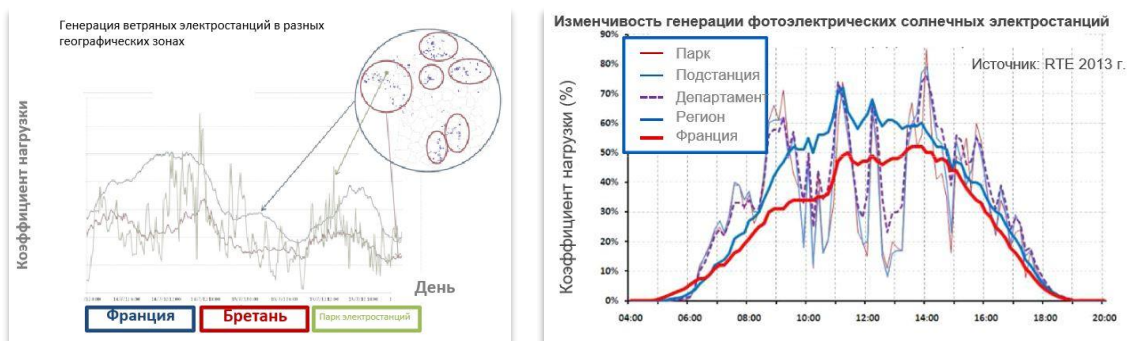
Для того чтобы понять, каким образом использование ветровой и фотоэлектрической солнечной энергии воздействует на электроэнергетическую систему, важно изучить особенности генерации на основе данных источников с точки зрения их изменчивости и непредсказуемости.

Генерация электроэнергии при использовании ветра и солнечного света в качестве источника зависит от местных метеорологических условий, определяющих наличие первичных ресурсов. Изменения в производстве электроэнергии на основе ПВИЭ касаются разных временных отрезков: колебания могут быть минутными, сезонными и даже межгодовыми. Например, производительность фотоэлектрической солнечной установки может снизиться со 100 до 20–30 % вследствие облачности в полуденное время. Аналогичным образом мощность ветрогенератора может упасть до нуля в случае необходимости обеспечения требований технической безопасности при скорости ветра, превышающей установленный предел. Все генерирующие предприятия, вырабатывающие электроэнергию на основе фотоэлектрической солнечной энергии, регистрируют скачок производительности в утреннее время и быстрое снижение производительности в вечернее время. Если рассматривать более длительный временной отрезок, то ветровая энергия и фотоэлектрическая солнечная энергия доступны в большем объеме в определенный сезон, что обуславливает сезонные колебания производительности. Например, в Европе коэффициент нагрузки фотоэлектрических солнечных электростанций летом в среднем в четыре раза выше, чем зимой, а средний коэффициент нагрузки ветрогенераторов зимой приблизительно в два раза выше, чем летом (EDF, 2015). Масштабы этих колебаний значимым образом зависят от региона: в Соединённых Штатах Америки коэффициенты нагрузки фотоэлектрических солнечных электростанций на 70 % выше летом, чем зимой, а коэффициенты нагрузки ветрогенераторов на 35 % выше зимой, чем летом (по данным EIA, 2017: табл. 6.7.B). При анализе ещё более длительных временных отрезков можно заметить, что генерация электроэнергии посредством использования возобновляемых источников в разные годы различна: объёмы выработки электроэнергии на основе ветровой и фотоэлектрической энергии могут значительно отличаться от года к году («ветренными» или «влажными» годы по сравнению с «безветренными» или «сухими» годами). Все виды колебаний различной продолжительности (минутные, сезонные, межгодовые) оказывают воздействие на систему.

Если на уровне отдельной электростанции кривая генерации ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций действительно выглядит «скачкообразной» и характеризуется быстрыми и непредсказуемыми колебаниями, то агрегирование производства аналогичных предприятий в масштабах более протяжённых территорий позволяет значительным образом сгладить кривую выработки электроэнергии и снизить уровень изменчивости. Чем больше и разнообразнее рассматриваемый географический регион, тем более плавной будет выглядеть соответствующая кривая производства электроэнергии. Вследствие географического разнообразия ресурсов кривая совокупной нагрузки менее подвержена крутым взлётам и падениям и выглядит более ровной, с менее выраженными пиками и провалами. Действие данного фактора представлено на рис. 1, где сравнивается производство электроэнергии ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций на разных уровнях агрегирования в пределах Франции (от показателей отдельных электростанций до данных по стране в целом). В этом отношении генерация ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций может рассматриваться как эпизодичная на уровне электростанции и как изменчивая в масштабах более крупной системы. Совершенно ясно, что для эффективного использования географического разнообразия ресурсов рассматриваемой территории необходима соответствующая сетевая инфраструктура.

Кроме того, с другой точки зрения, географическое разнообразие может оказывать положительное воздействие, способствуя снижению уровня непредсказуемости при прогнозировании производства, и, таким образом, уменьшая объём резервных мощностей, необходимых для противодействия колебаниям при производстве электроэнергии с использованием ПВИЭ (МЭА, 2017b).

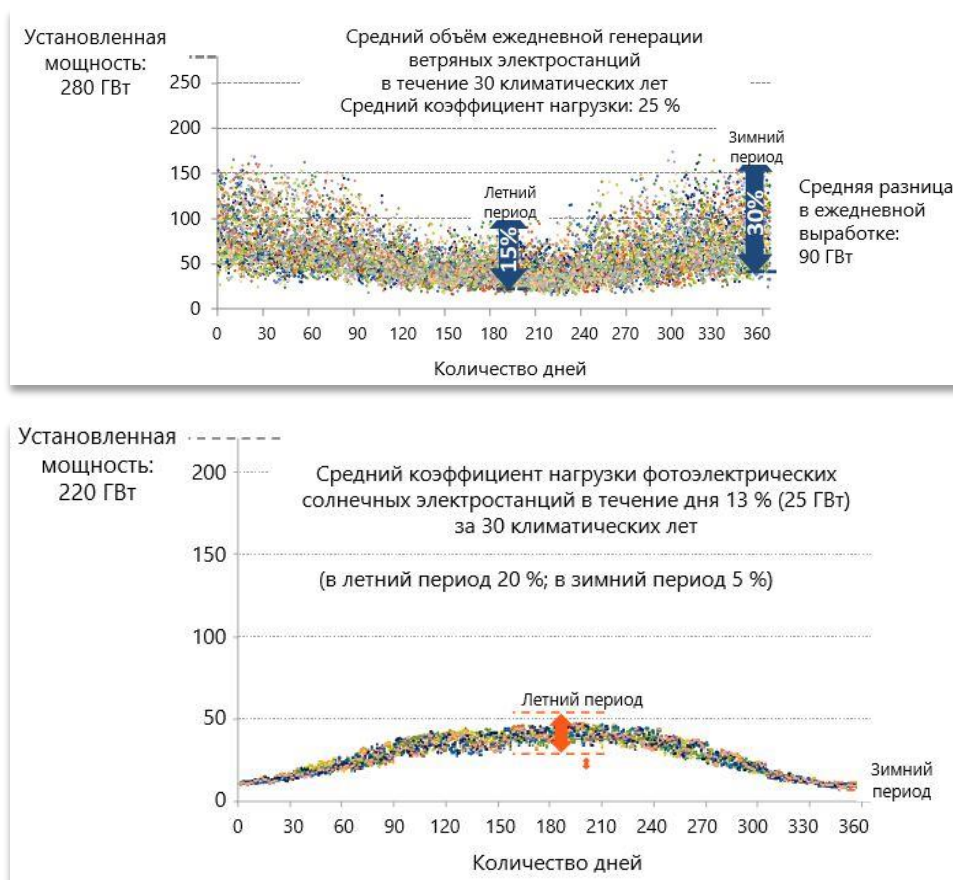
Рисунок 1. Кривая ежедневного производства электроэнергии ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций на различных уровнях агрегирования



Источник: EDF, 2015.

Однако вследствие комбинированного воздействия климатических режимов и метеорологических явлений значительный уровень изменчивости при выработке электроэнергии на основе ветровой и солнечной энергии сохраняется даже в масштабах континента. Три года назад, в 2015 году, французская энергетическая компания EDF провела всестороннее исследование, позволившее оценить пространственную и временную корреляцию ПВИЭ на уровне Европейской объединённой энергосистемы (EDF, 2015). На основании данных, полученных в результате 30-летних метеорологических наблюдений в Европе, были составлены почасовые временные ряды генерации, обеспеченной фотоэлектрическими солнечными, наземными и морскими ветряными электростанциями, с подробной географической детализацией. Это позволило получить представление о пространственной и временной корреляции генерации ПВИЭ на территории Европейского континента и определить уровень изменчивости в отдельных зонах, а также на протяжении разных временных отрезков. На рис. 2 представлена модель средней суточной выработки электроэнергии наземных ветряных электростанций (верхняя панель) и фотоэлектрических солнечных электростанций (нижняя панель) в течение 30 лет (каждая точка отражает средний объём произведённой электроэнергии за один год анализируемого 30-летнего периода). Ветровые режимы на территории Европы зачастую взаимосвязаны, что обуславливает значительный уровень изменчивости совокупной ветровой генерации. В модели с установленной мощностью парка электростанций, составляющей 280 ГВт, объём электроэнергии, вырабатываемой ветряными электростанциями, находится в диапазоне от 40 до 170 ГВт, т. е. значения отличаются в четыре раза, в зависимости от атмосферных условий. Данные также указывают на значительные сезонные изменения, при которых значения средних коэффициентов нагрузки отличаются в два раза: 30 % в зимний период и 15 % в летний период. При анализе масштабной территории генерация фотоэлектрических солнечных электростанций характеризуется гораздо меньшим уровнем изменчивости, вызываемой атмосферными условиями, в течение дня. Однако сезонные изменения генерации в случае фотоэлектрических солнечных электростанций гораздо более существенны: средние коэффициенты нагрузки в летний период в четыре раза превышают соответствующие показатели зимнего периода.

Рисунок 2. Производство электроэнергии с помощью ветровой и солнечной энергии в Европе за 30 лет



Источник: EDF, 2015.

Принцип диверсификации применяется не только в географическом плане, но и касается различных технологий: адекватная комбинация различных ПВИЭ, в целом, помогает снизить масштабы дневных и сезонных колебаний. Результаты, полученные EDF, показывают, что в Европе кривая сезонной ветровой генерации отличается от кривой сезонной солнечной генерации, при этом наблюдаются максимальные значения выработки в зимний период в первом случае и в летний — во втором. Кривая совокупной выработки на основе обоих источников отличается большей плавностью по сравнению с отдельно взятыми кривыми.

“Изменчивость” производства электроэнергии на основе ПВИЭ имеет важные последствия для системы, особенно при высоких уровнях внедрения. Краткосрочные колебания повышают уровень требований к выравниванию нагрузок и соответствующие затраты, а также влияют на остальные элементы структуры генерирующих мощностей (издержки на резервирование). При высоком уровне внедрения значительные сезонные колебания могут приводить к относительно длительным периодам избыточного производства электроэнергии на основе ПВИЭ, которую необходимо хранить или вырабатывать в ограниченном объёме, вслед за которыми следуют периоды дефицита производимой электроэнергии: для таких систем может потребоваться организация какого-либо сезонного хранения, что является очень серьёзной экономической проблемой. Наконец, значительные межгодовые колебания при генерации электроэнергии на основе возобновляемых источников (в основном ветровых и гидроресурсов) могут оказывать значительное влияние на уровень и изменчивость цен на электроэнергию, что чревато важными финансовыми последствиями, особенно для пиковых электростанций.

Преимущества географической диверсификации ПВИЭ могут сопровождаться дополнительными издержками для системы. Как уже отмечалось, для полноценного использования преимуществ географического разнообразия необходимо развитие дополнительной инфраструктуры передачи и распределения. С другой стороны, более равномерное распределение ресурсов внутри региона может быть более эффективным для системы, чем их концентрация в одном месте, располагающем наилучшими условиями. Задача заключается в достижении равновесия между максимизацией производства имеющихся ветрогенераторов, и, следовательно, прибыли застройщиков электростанций, и равномерным распределением выходной мощности, которое может быть более выгодным для системы в целом (МЭА, 2017b).

Влияние на остаточную нагрузку

Влияние переменчивых ресурсов на электроэнергетическую систему наглядно отображается на изменениях остаточной нагрузки при внедрении ПВИЭ. Остаточная нагрузка — это спрос, который должен быть удовлетворён остальными генерирующими мощностями после вычета доли электроэнергии, вырабатываемой внедрёнными в систему ПВИЭ (и остальными генераторами с близкими к нулю предельными издержками, такими как русловые ГЭС). Изменения в среднем уровне и в форме кривой остаточной нагрузки чётко указывают на дополнительные требования, предъявляемые к традиционным генераторам по мере и степени роста доли переменчивых ресурсов. Хорошо известный пример, получивший название *duck curve* (кривая, напоминающая по форме утку), представлен на рис. 3. На графике отображены данные по остаточной нагрузке в течение одних суток, характерных для весеннего периода в штате Калифорния, зарегистрированные в системе независимого системного оператора CAISO: приводятся фактические данные за 2012 и 2013 годы, а прогнозируемые значения рассчитаны до 2020 года с учётом постепенного внедрения в систему дополнительных мощностей, использующих фотоэлектрическую солнечную энергию (CAISO, 2013).

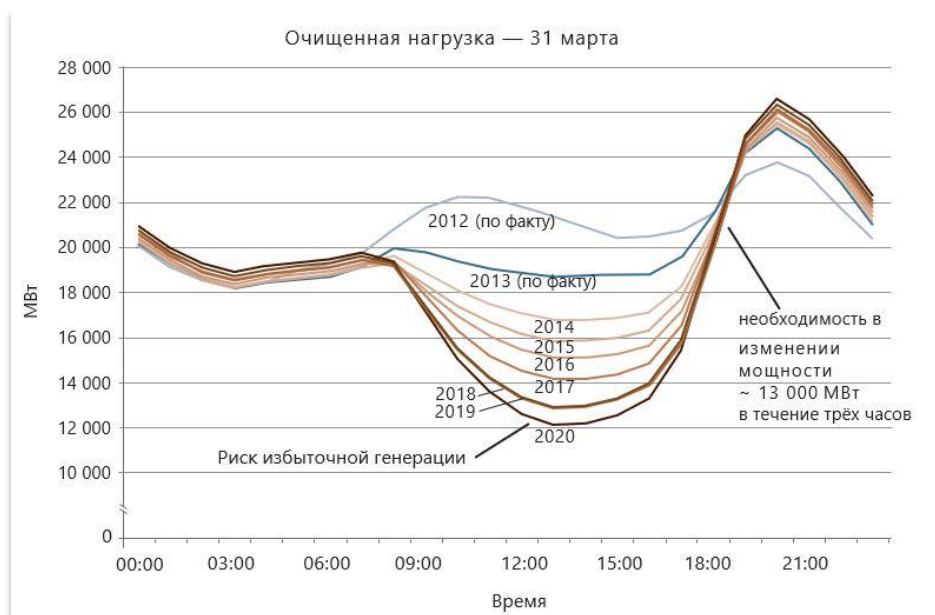
По мере постепенного развёртывания ПВИЭ, в частности, фотоэлектрических солнечных электростанций, после достижения максимального уровня фотоэлектрической солнечной генерации в полуденное время остаточная нагрузка резко снижается и не претерпевает значительных изменений в периоды нулевого или низкого уровня солнечной генерации. Наблюдается ряд явлений, влияющих на требования к сети и на режимы эксплуатации остальных генерирующих предприятий (Министерство энергетики США (DOE), 2017b):

1. более краткосрочные и резкие изменения мощности (набор и снижение), требующие пуска или останова генерирующих мощностей, предусматривающих возможность диспетчерского управления;
2. риск избыточного производства электроэнергии, когда остаточный спрос находится на слишком низком уровне;
3. снижение совокупной инерции системы с потенциальными последствиями для стабильности системы.^{3,4}

3. Более полная информация о влиянии внедрения ПВИЭ на общий уровень надёжности электроэнергетической системы представлена в разделе 2.6.

4. Степень «искажения» остаточной нагрузки зависит от доступности средств повышения манёвренности в будущем. Общими усилиями участники системы могут избежать искажения, активно применяя меры для повышения манёвренности. См. работы Денхольма и др. (Denholm et al.), 2015 и Лазара (Lazar), 2016.

Рисунок 3. Кривая остаточной нагрузки — *Duck curve* — в системе CAISO при разных уровнях внедрения фотоэлектрической солнечной энергии



Источник: CAISO, 2013.

Примечание. Лицензировано с разрешения независимого системного оператора CAISO. Любые утверждения, заключения, выводы или иные комментарии, представленные здесь, не отражают мнения или освидетельствования CAISO.

Особенности анализа системных эффектов

Влияние интеграции новых технологий в электроэнергетическую систему, а следовательно, и системные издержки, в значительной степени зависят от характеристик анализируемой системы, типа рассматриваемых технологий генерации и их доли в производстве электроэнергии. Данные аспекты важны для любой технологии, но их влияние особенно выражено в случае переменчивых возобновляемых источников энергии. Характеристики каждой отдельной энергетической системы, такие как форма кривой электрической нагрузки, корреляция между нагрузкой и формой кривой выработки электроэнергии ПВИЭ, географическое распределение ПВИЭ и нагрузки, а также существующая структура генерирующих мощностей и наличие возможности хранения и управляемых ресурсов — всё это оказывает первостепенное влияние на системные издержки, а также на потенциал интеграции ПВИЭ.

Например, как указывалось ранее, системные издержки фотоэлектрических солнечных электростанций отличаются более низким уровнем в системах с адекватной степенью соответствия между солнечной генерацией и спросом, чем характеризуются, например, южные регионы Европы и США, где пиковая нагрузка наблюдается в полуденное время в летний период, когда активно используются кондиционеры. Добавление генерирующих мощностей, использующих фотоэлектрическую солнечную энергию, к этим системам помогает снизить остаточную пиковую нагрузку и уменьшить объём имеющихся традиционных тепловых мощностей и дорогостоящей электроэнергии, вырабатываемой тепловыми электростанциями, которые, вероятно, работают только в периоды пиковой нагрузки. Напротив, добавление генерирующих мощностей, использующих фотоэлектрическую солнечную энергию, к системам, в которых пиковая нагрузка приходится на периоды спада солнечной активности, имеет меньше преимуществ для системы и чревата более высокими затратами на интеграцию. Такая ситуация складывается в некоторых странах северной части Европы и США, где пиковая нагрузка наблюдается в вечерние часы после захода солнца в зимний период. В этих случаях мощности, использующие фотоэлектрическую солнечную энергию, не позволяют снизить ни потребность в традиционных тепловых мощностях, ни объём электроэнергии, производимой тепловыми электростанциями в часы пикового потребления.

Аналогичным образом системы, располагающие большим объёмом управляемых ресурсов и возможностями хранения, характеризуются значительно меньшим уровнем системных издержек по сравнению с менее манёвренными системами. Достижение очень высоких уровней внедрения ветряных электростанций, наблюдаемое в Дании, стало возможным благодаря обширным гидроресурсам Норвегии, которые служат своего рода масштабной аккумуляторной батареей для сглаживания изменчивости выходной мощности ветрогенераторов. В более общем смысле значительное количество управляемых гидроресурсов (дамбы и гидроаккумулирующие электростанции) является важным фактором, позволяющим развёртывание

и интеграцию технологий выработки электроэнергии на основе ПВИЭ. Кроме того, расходы на интеграцию и системные издержки имеют более низкий уровень, если лучшие ПВИЭ расположены вблизи основных центров нагрузки, что снижает потребности в передаче и распределении. Так происходит по крайней мере при низких уровнях внедрения, в случае использования распределённых фотоэлектрических солнечных ресурсов для производства электроэнергии в местах, где она непосредственно потребляется, что упрощает передачу и распределение. Однако во многих системах лучшие возобновляемые источники энергии расположены далеко от основных центров нагрузки, что требует сооружения новой или расширения существующей инфраструктуры передачи. Такая ситуация имеет место в Германии, где северные районы располагают наилучшими условиями для эксплуатации ветряных электростанций, а важные приёмники находятся на юге. Значительные инвестиции, необходимые для создания новой инфраструктуры передачи, встречают серьёзное общественное сопротивление. Аналогичная ситуация наблюдается в Чили, крайний север которой (пустыня Атакама) располагает самыми благоприятными в мире условиями для использования солнечной энергии. Однако эффективное применение этих ресурсов требует полного преобразования электрической сети страны и серьёзных инвестиций в инфраструктуру передачи и распределения энергии для соединения фотоэлектрических солнечных электростанций на севере с главными центрами нагрузки, расположенными в центре страны, а также с основными гидроресурсами, находящимися на крайнем юге страны.

Количественные анализы и эмпирический опыт показывают, что каждый компонент системных издержек значительно увеличивается с ростом уровня внедрения. Это явление, особенно явно прослеживающееся в случае издержек на резервирование, также касается и других компонентов. Например, если при незначительном уровне внедрения распределяемые фотоэлектрические солнечные ресурсы могут снижать требования, касающиеся передачи и распределения, при более высоком уровне внедрения может стать необходимым расширение распределительной сети для решения проблемы двунаправленных потоков электроэнергии на уровне каждого отдельного производителя/потребителя, что может потребовать значительных инвестиций в инфраструктуру распределения. Иными словами, технические сложности и соответствующие затраты на интеграцию в систему первых 10 % производственных мощностей, использующих ПВИЭ, имеют значительно меньший масштаб, чем сложности и затраты, необходимые для повышения уровня внедрения с 30 до 40 % в той же системе. Анализ литературы и эмпирические оценки, как правило, подтверждают эти выводы: при низких уровнях внедрения системные издержки обычно невелики, а при благоприятных обстоятельствах даже могут быть отрицательными, но они значительным образом возрастают до нескольких десятков долларов США/МВт⁵ при более высоких уровнях внедрения ПВИЭ.

В конечном счёте, каждый анализ системных издержек имеет свою специфику, обусловленную конкретной оцениваемой системой, заданным уровнем интеграции ПВИЭ и рассматриваемыми граничными условиями. Следовательно, количественные результаты не могут быть легко применены или адаптированы к другим системам и к другим условиям. Однако несмотря на то, что численные результаты могут быть разными, основные наблюдаемые эффекты и тенденции являются более общими и свойственны всем системам и уровням внедрения.

Краткосрочные и долгосрочные эффекты

Критическим аспектом при анализе системных эффектов или сравнении результатов различных расчётов является выбранный для оценки временной отрезок. Общие экономические воздействия на систему, связанные с внедрением новых генерирующих мощностей, а также влияние на режим эксплуатации и экономическую рентабельность существующих активов в значительной степени зависят от выбранных временных рамок. В большинстве исследований предполагается, что интеграция новых мощностей происходит либо в рамках существующей системы, где уже присутствует определённый объём генерирующих мощностей и электрическая инфраструктура, либо в рамках абсолютно новой системы, где необходимо создать все генерирующие мощности и инфраструктуру. Эти две ситуации часто называют созданием системы «на основе имеющихся объектов», противопоставляемой созданию системы «с нуля», или созданием системы в «краткосрочной» перспективе, противопоставляемой созданию системы в «долгосрочной» перспективе. Однако выбор одного из подходов может привести к радикально отличающимся результатам в таких аспектах, как состав структуры генерирующих мощностей, эксплуатационная и экономическая прибыльность различных генерирующих активов, а также уровень и структура цен на оптовом рынке электроэнергии. Аналогичным образом рассматриваемые временные рамки оказывают существенное влияние на издержки и преимущества, связанные с внедрением новой мощности.

5. Указанные значения, касающиеся системных издержек (или каждого компонента: издержки на резервирование, на подключение, на выравнивание нагрузок и на передачу) выражены в долларах США за МВт·ч электроэнергии, производимой при использовании ПВИЭ. Во избежание недопониманий, везде в настоящем отчёте они указаны в виде «долларов США/МВт·ч^{ПВИЭ}».

Спрос на электроэнергию, а также структура генерирующих мощностей не отличаются гибкостью в краткосрочной перспективе: существующие электростанции имеют длительный жизненный цикл, а строительство новых мощностей и инфраструктуры электропередачи может потребовать значительного времени для реализации и существенных стартовых инвестиций. В краткосрочной перспективе (подход создания системы на основе имеющихся объектов) электроэнергетическая система ограничена существующей структурой генерирующих мощностей и инфраструктурой и не может быстро адаптироваться к внедрению новых технологий. С этой точки зрения подразумевается, что новая технология генерации вводится в электроэнергетическую систему почти мгновенно и без подготовки соответствующих условий на рынке. Напротив, в долгосрочной перспективе анализируется ситуация в будущем, когда как инфраструктура, так и генерирующие мощности могут развиваться и адаптироваться к условиям рынка, возникающим в связи с внедрением новых генерирующих мощностей. В этих случаях электроэнергетическая система рассматривается как созданная «с нуля» система, в которой все генерирующие мощности, а также энергетическая инфраструктура могут быть заменены и ре-оптимизированы. В некоторых исследованиях также используется промежуточный подход, подразумевающий эксплуатацию только части существующих активов и/или демонтаж или консервацию существующих генерирующих мощностей.

Эти два подхода неизбежно приводят к разным результатам оценки системных издержек и ценности внедрения новой технологии, такой как технология, использующая ПВИЭ. Объединение результатов краткосрочного и долгосрочного анализа предоставляет ценные сведения для исследователей и лиц, определяющих политику. С одной стороны, такие анализы помогают выделить и понять явления, возникающие при интеграции новых мощностей, использующих ПВИЭ, и особенно последствия для разных технологий производства в разной временной перспективе. С другой стороны, результаты, получаемые при анализе краткосрочных и долгосрочных сценариев, можно рассматривать просто как верхние и нижние пределы для более реалистичной оценки системных издержек и преимуществ. То, насколько фактические системные издержки будут отличаться в более реалистичной ситуации, зависит главным образом от трёх факторов: эволюции спроса на электроэнергию, соотношения скорости оборачиваемости капитала в системе и скорости развёртывания новых технологий, а также степени, в которой существующие и доступные активы дополняют новые технологии. Например, если ПВИЭ внедряются очень медленно по сравнению с обычной скоростью оборачиваемости капитала в энергосистеме или по сравнению с изменением спроса на электроэнергию, система сможет постоянно поддерживать высокий уровень адаптации к условиям, возникающим в процессе преобразования, и системные издержки будут оставаться на минимальном уровне (долгосрочные издержки). И наоборот, если ПВИЭ быстрыми темпами внедряются в энергосистему, характеризующуюся слабым спросом, в которой скорость оборачиваемости капитала ниже данных темпов, уровень системных издержек повысится и будет близок к уровню краткосрочных системных издержек. Кроме того, если существующие производственные активы уже обеспечивают достаточный уровень манёвренности системы, краткосрочные издержки на интеграцию будут близки к долгосрочным издержкам, а в случае менее манёвренных систем данная разница будет более существенной. Более подробный анализ уровня адаптации системы в краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективе представлен в исследовании Иккердта и др., 2013а, а также в публикациях АЯЭ, 2012 и ОЭСР, 2015.

Многочисленные количественные исследования показали, что внедрение большой доли ПВИЭ оказывает значительное влияние на эксплуатацию и на экономические показатели электростанций, предусматривающих возможность диспетчерского управления, оптимальную структуру генерирующих мощностей, а также на уровень и изменчивость цен на электроэнергию и на выбросы углекислого газа. Как уже отмечалось, такие воздействия значимым образом отличаются в краткосрочной и в долгосрочной перспективе.

Краткосрочная перспектива

В краткосрочной перспективе внедрение новых мощностей, использующих ПВИЭ, с низким уровнем переменных издержек оказывает два разных воздействия:

- снижение коэффициента нагрузки существующих генераторов, который главным образом касается предприятий, которые имеют самый высокий уровень краткосрочных предельных издержек (часто данное явление называется **временным использованием или эффектом сжатия**);
- снижение оптовой рыночной цены на электроэнергию, когда ПВИЭ производят электроэнергию (называемый **эффектом порядка ранжирования**).

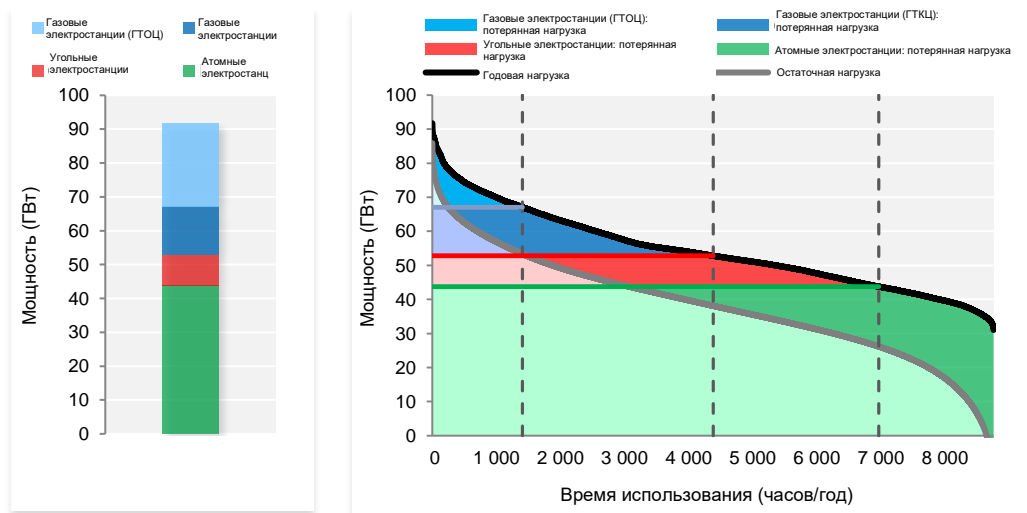
Вследствие притока электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, характеризующейся низкой предельной стоимостью, все существующие электростанции, предусматривающие возможность диспетчерского управления, вынуждены снижать уровень производства электроэнергии и работать при сниженных коэффициентах нагрузки. Однако развёртывание ПВИЭ не в равной степени сказывается на всех электростанциях. Так, использование ПВИЭ приводит к сдвигу всех блоков, использующих другие виды генерации, вправо на диаграмме ранжирования; блоки, занимающие крайнее правое положение, испытывают наибольшие воздействия, а блоки базовой нагрузки — наименьшие. Следовательно, влияние на коэффициент нагрузки базовых электростанций является достаточно ограниченным. Напротив, пиковые электростанции

и, в меньшей степени, полупиковые электростанции испытывают наибольшее негативное влияние, и их максимальное время использования и общий объём выработки электроэнергии значительно сокращаются. Это явление отображено на рис. 4, где представлено сокращение объёма электроэнергии, производимой электростанциями, предусматривающими возможность диспетчерского управления, после внедрения значительных объёмов ПВИЭ (в данном примере уровень внедрения ветряных электростанций составляет 30 %). На диаграмме слева представлена структура установленных мощностей, предусматривающих возможность диспетчерского управления, оптимизированных перед внедрением технологии использования ветровой энергии. На графике справа область в светлых тонах отображает объём электроэнергии, производимой с помощью каждой отдельной технологии, предусматривающей возможность диспетчерского управления, после интеграции мощностей ветровой генерации, а область с более тёмными тонами показывает соответствующие потери объёма выработки для каждого вида генерации, которые были заменены электроэнергией, производимой с помощью ветровой энергии.

Снижение коэффициента нагрузки и уровней выработки — только один из двух элементов, оказывающих влияние на существующие электростанции, предусматривающие возможность диспетчерского управления. Вследствие притока электроэнергии, характеризующейся низким уровнем предельных издержек, кривая предложения смещается вправо, вытесняя с рынка электростанции с высоким уровнем предельных издержек: количество часов, в течение которых пиковые и полупиковые электростанции являются самыми затратными генераторами, уменьшается, что приводит к снижению спотовых и средних цен на рынке электроэнергии. Это, в свою очередь, ведёт к снижению инфрамаржинальной ренты всех технологий производства электроэнергии. Данные явления представлены в выпуске «Прогнозируемая стоимость производства электроэнергии» за 2015 год (ОЭСР, 2015: см. рис. 10.4).

Сочетание уменьшенных коэффициентов нагрузки с пониженными средними ценами на оптовом рынке может иметь серьёзные последствия в отношении доходов, а следовательно, и в отношении прибыльности существующих электростанций, включая непосредственно и установки генерации на основе ПВИЭ, если они работают в чисто рыночных условиях. Данные последствия особенно серьёзны для технологий, отличающихся высоким уровнем переменных издержек, таких как пиковые и полупиковые электростанции. Краткосрочные воздействия на выходную мощность базовых электростанций являются несколько более ограниченным. Такие воздействия могут рассматриваться как нормальный процесс смены технологий, типичный для рыночной экономики. Однако ключевая проблема заключается в том, что новые технологии, внедрённые посредством механизмов нерыночного финансирования, вследствие своих технических характеристик не являются полноценными заменителями в плане стоимости и предоставляемых системных услуг.

Рисунок 4. Краткосрочное снижение уровня выработки электроэнергии после внедрения технологии, использующей ПВИЭ (доля ветровой энергии составляет 30 %)



Источник: по материалам АЯЭ, 2012.

Примечание. На основе данных о нагрузке и характеристиках ветрогенерации во Франции в 2011 году. Расчёты производились путём приведения объёма электроэнергии, выработанной ветряными электростанциями в 2011 году, к уровню, соответствующему доле производства, равной 30 %. Влияние изменчивости в данных расчётах может быть преувеличенным.

Долгосрочная перспектива

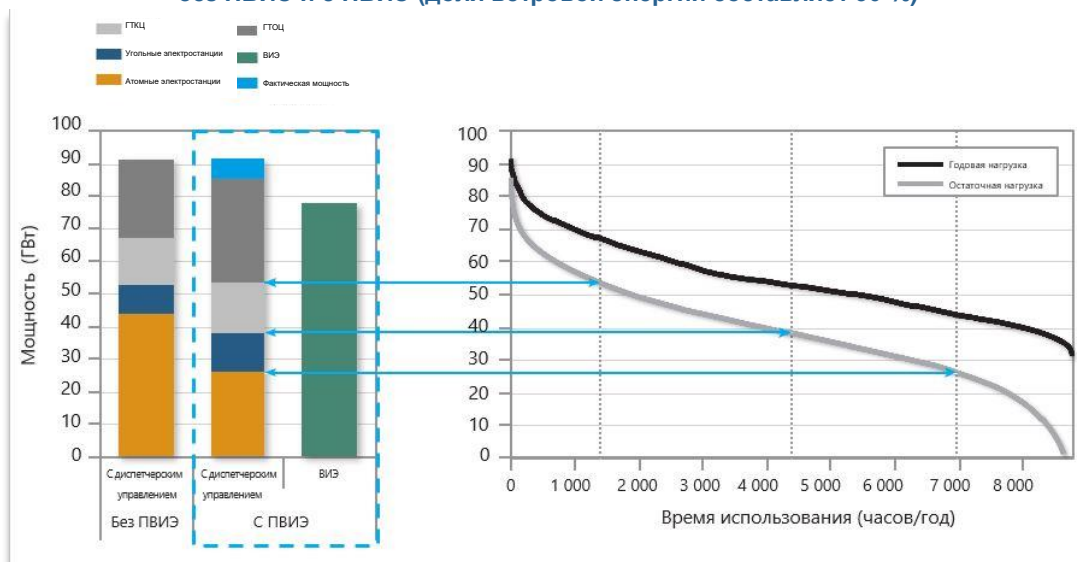
Если экономика пиковых и полупиковых электростанций в основном сталкивается с проблемой быстрых темпов внедрения ПВИЭ в краткосрочной и среднесрочной перспективе, последствия в долгосрочной перспективе влияют главным образом на электростанции базовой нагрузки. В результате добавления

электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, отличающейся низкой предельной стоимостью, создаётся новая кривая остаточной нагрузки, для обеспечения которой необходима иная структура генерирующих мощностей: такое всесторонним образом документально подтверждённое явление заключается в переходе к пиковым и полупиковым электростанциям, сопровождающееся уменьшением мощностей базовой нагрузки.

При очень низких уровнях внедрения и при высокой степени корреляции между генерацией ПВИЭ и спросом на электроэнергию, добавление источников ПВИЭ способствует выравниванию кривой продолжительности остаточной нагрузки; в данном контексте использование возобновляемой энергии заменяет главным образом пиковые и полупиковые электростанции. Однако при более высоких уровнях внедрения или неблагоприятной корреляции между генерацией ПВИЭ и спросом на электроэнергию кривая остаточной нагрузки, как правило, становится менее плавной. Данное явление обусловлено двумя причинами. Во-первых, максимальная остаточная нагрузка, как правило, снижается более медленно, чем средняя остаточная нагрузка. В результате левая сторона кривой остаётся на высоком уровне (периоды дефицита выработки электроэнергии на основе ПВИЭ). Во-вторых, минимальная остаточная нагрузка, как правило, снижается быстрее, чем средняя остаточная нагрузка, что означает, что правая сторона кривой «падает» быстрее (период избытка электроэнергии на основе ПВИЭ). По мере увеличения крутизны кривой остаточной нагрузки всё меньше мощностей, предусматривающих возможность диспетчерского управления, может достичь высоких коэффициентов нагрузки. После учёта необходимых поправок, касающихся мощностей выработки, итоговая оптимальная структура генерирующих мощностей, вероятно, будет представлена в большей степени электростанциями пиковой и полупиковой нагрузки и в меньшей — электростанциями базовой нагрузки, чем при отсутствии ПВИЭ (см. также публикации МЭА, 2014; АЯЭ 2012 и Николози (*Nicolosi*), 2012). Долгосрочные изменения иной оптимальной структуры генерирующих мощностей для обеспечения соответствия кривой остаточной нагрузки отражаются в издержках на резервирование, которые рассматривались в предыдущем разделе.

Простой и интуитивно понятный способ описания и иллюстрации изменений в структуре генерирующих мощностей в долгосрочной перспективе основан на анализе годовых графиков продолжительности нагрузки и кривой продолжительности остаточной нагрузки. При принятии некоторых упрощающих предположений такой анализ позволяет непосредственно определить оптимальную структуру генерирующих мощностей, предусматривающих возможность диспетчерского управления, удовлетворяющую определённый уровень спроса на электроэнергию при наименьших затратах. Влияние на кривые продолжительности остаточной нагрузки и долгосрочные последствия для оптимальной структуры генерирующих мощностей отображены на рис. 5, при моделировании использован описанный выше подход (АЯЭ, 2012). Сравниваются две ситуации: сценарий без ПВИЭ и сценарий с использованием ветряных электростанций, удовлетворяющих 30 % совокупного спроса на электроэнергию. Этот пример отображает влияние на остаточный спрос и соответствующие изменения в оптимальной структуре генерирующих мощностей в долгосрочной перспективе с переходом к большей степени использования пиковых электростанций и снижением потребности в мощностях базовой нагрузки. Первый столбец слева представляет итоговую оптимальную структуру генерирующих мощностей в сценарии, не предусматривающем использование ветровой энергии, а два других столбца отображают новую оптимальную структуру генерирующих мощностей при использовании ветровой энергии вместе с мощностями ветровых электростанций.

Рисунок 5. **Оптимальная структура генерирующих мощностей в долгосрочной перспективе без ПВИЭ и с ПВИЭ (доля ветровой энергии составляет 30 %)**



Источник: АЯЭ, 2012.

Примечание. На основе данных о нагрузке и характеристиках ветрогенерации во Франции в 2011 году. Расчёты производились путём приведения объёма электроэнергии, выработанной ветряными электростанциями в 2011 году,

к уровню, соответствующему доле производства, равной 30 %. Влияние изменчивости в данных расчётах может быть преувеличенным.

Несмотря на то, что внедрение генерирующих мощностей, отличающихся низким уровнем предельных издержек, оказывает существенное влияние на поведение цен на рынке электроэнергии в краткосрочной перспективе, на протяжении более продолжительного периода влияние на (годовые) средние оптовые рыночные цены является умеренным до тех пор, пока не достигнуты высокие уровни замещения.

В долгосрочной перспективе действие самых значимых эффектов наблюдается на двух крайних точках кривой продолжительности нагрузки, которые соответствуют часам с наибольшими и наименьшими оптовыми рыночными ценами. Отмечается, что при использовании ПВИЭ левая часть кривой продолжительности остаточной нагрузки становится более крутой и, согласно статистическим данным, является более подверженной колебаниям, обусловленным метеорологическими условиями. Это может сказываться на эффективности мер по управлению спросом и тем самым повлиять на количество часов с очень высокой ценой в период дефицита электроэнергии. Второй важный эффект наблюдается в крайней правой части графика продолжительности нагрузки, особенно когда электростанции, использующие возобновляемые ресурсы, становятся предельными генераторами (Грин и Васиلاكос (*Green and Vasilakos*), 2011, и АЯЭ, 2012)⁶. В эти периоды оптовые рыночные цены на электроэнергию снижаются с уровня переменных издержек технологии базовой нагрузки до нуля (что отражает переменные затраты ПВИЭ) или даже до отрицательных значений в случае субсидирования генерации на основе ПВИЭ. Предполагается, что электростанции на основе ПВИЭ являются предельными генераторами и поэтому оказывают влияние на долгосрочные цены на электроэнергию только при достижении уровня внедрения, составляющего 20–30 %, в зависимости от характеристик системы и применяемых технологий на основе ПВИЭ. Количество часов с нулевыми или отрицательными ценами значительно увеличивается по достижении этого порога. Однако, если опустить технические аспекты, описанные выше, основная причина, ввиду которой влияние на (годовые) средние цены на электроэнергию будет минимальным в долгосрочной перспективе, заключается в том, что все электростанции должны быть способны в долгосрочной перспективе компенсировать свои издержки, и поэтому тенденции, отражаемые на кривой цен, должны позволить им получать достаточную инфрамаргинальную ренту для покрытия постоянных издержек, иначе они не будут приоритетом для инвесторов.

Однако, в то время как средний уровень цен на электроэнергию в долгосрочной перспективе не должен значительно изменяться с внедрением возобновляемых источников, уровень изменчивости цен на электроэнергию должен существенно возрасти в системах, где преобладают электростанции на основе ПВИЭ, как в межгодовом, так и во внутригодовом выражении. В частности, уровень цен может существенно изменяться от года к году в системах со значительной долей ветрогенераторов и гидроэлектростанций, в зависимости от годового объёма выработки электроэнергии данными ресурсами, характеризующимися низким уровнем предельных издержек. Действительно, исторические данные показывают, что даже при усреднении результатов в масштабах большого региона, объём годового производства энергии ветрогенераторов и гидроэлектростанций может на несколько десятков процентов превышать средний показатель в благоприятные «влажные» или «ветреные» годы. И наоборот, производство электроэнергии может упасть значительно ниже среднего уровня в неблагоприятные «сухие» и «безветренные» годы. При значительной доле гидроэнергетических и ветровых ресурсов коэффициент производства тепловой энергии электростанций и уровень рыночных доходов могут значительно изменяться от года к году, особенно в случае пиковых и полупиковых электростанций. Такая межгодовая непредсказуемость доходов, получаемых на оптовых рынках электроэнергии, может оказывать негативное влияние на совокупные риски генерирующих компаний, приводя к увеличению стоимости капитала всех генерирующих предприятий в системе.

Влияние на оптовые рынки электроэнергии

В течение последних десяти лет оптовые рынки электроэнергии испытывали беспрецедентное напряжение, вызвавшее интенсивные дебаты среди заинтересованных сторон и политиков во многих странах-членах ОЭСР. Основным результатом стало значительное снижение цен на оптовом рынке электроэнергии, особенно в Западной Европе и в некоторых регионах Северной Америки. Вторым фактором стало появление нескольких часов с очень низкими или даже отрицательными ценами и, в целом, резкое снижение ценовой стабильности. Сочетание этих аспектов, а также ставшее его результатом повышение рисков на рынке электроэнергии оказывает значительное экономическое давление на большинство генерирующих компаний, воздействуя на возможность осуществления ими новых инвестиций, а также снижая их общую экономическую стабильность. В то же время, в большом числе стран-членов ОЭСР, особенно в Западной Европе, произошёл полный вывод

6. Степень, в которой данный уровень цен будет поддерживаться на реальных рынках, зависит от того, будут ли участники рынка учитывать в цене издержки на пуск, набор и снижение мощности, а также на эксплуатацию в режиме частичной нагрузки.

из эксплуатации или консервация значительного объёма генерирующих мощностей, предусматривающих возможность диспетчерского управления, исключительно по экономическим причинам. Преждевременное закрытие таких предприятий, включающих не только манёвренные газовые электростанции, но и более капиталоемкие угольные или атомные электростанции, также вызывает некоторую озабоченность по поводу устойчивости электроэнергетического сектора и надёжности энергоснабжения в целом. В частности, разгорается всё более живая дискуссия по вопросу о том, смогут ли либерализованные рынки электроэнергии мобилизовать достаточный объём инвестиций для поддержания в будущем существующего на сегодняшний день высокого уровня надёжности электроэнергетической системы, особенно в рамках значительного сокращения выбросов углекислого газа. Наконец, в Западной Европе снижение оптовых цен на электроэнергию сопровождается значительным повышением розничных тарифов для конечных потребителей. Растущая разница между оптовыми и розничными ценами вызывает озабоченность по поводу доступности электроэнергии в будущем. В данном разделе представлен краткий обзор эти трёх важных аспектов, акцентирующий роль широкомасштабного развития ПВИЭ, отличающихся низким уровнем переменных издержек. Ситуация в странах Центральной и Восточной Европы, входящих в ОЭСР, несколько отличается от остальных видов меньшего объёма субсидий, выделяемых на использование ПВИЭ, и в некоторой степени более стабильных цен на электроэнергию. Исключением является Чешская Республика, энергетический рынок которой тесно связан с рынками Германии и Австрии.

Снижению оптовых рыночных цен на электроэнергию в Северной Америке и в Западной Европе способствовало множество сопутствующих факторов. К ним относятся неожиданная стагнация или даже снижение спроса на электроэнергию после финансового кризиса 2008 года, чрезмерные инвестиции в генерирующие мощности в начале века, обширное снижение цен на топливо после начала добычи сланцевого газа в США, и, по крайней мере до недавнего времени в Европе, низкая цена на выбросы углекислого газа.⁷ Однако быстрые темпы недавнего развёртывания ПВИЭ, которому способствовали прямые субсидии и/или мандаты с преимущественным использованием механизмов нерыночного финансирования, признаны, если не самым важным, то одним из самых важных факторов усиления этих тенденций. Например, количественное исследование фактических данных показало, что обширное развёртывание ПВИЭ является единственной и главной причиной обвала оптовых рыночных цен в Германии и Швеции в период с 2008–2010 по 2015 год (Хирт, 2016b). Более подробная информация о данном исследовании представлена во вставке 2.1. Вайзер и др. (2017) провели подробный анализ и обширный обзор литературы, в центре внимания которых находятся Соединённые Штаты Америки. Основным выводом данной работы является то, что главным фактором снижения оптовых цен на электроэнергию в США является снижение цен на природный газ, в то время как влияние внедрения технологий ПВИЭ до настоящего времени остаётся незначительным. В то же время существует широкий консенсус относительно того, что высокие уровни внедрения ПВИЭ ассоциируются со снижением рыночных цен на электроэнергию, по крайней мере в краткосрочной перспективе. Оптовые цены на электроэнергию снижаются на 0,10–0,80 доллара США/МВт·ч при увеличении доли генерации на основе ПВИЭ на 1%. В исследовании также указывается, что временная и географическая схема ценообразования на оптовых рынках изменилась в регионах с большей долей ПВИЭ, таких как Техас и Калифорния, где чаще наблюдаются отрицательные цены. Дополнительная информация и анализ проблемы отрицательных цен приводится во вставке 2.2.

Другой, более фундаментальный вопрос заключается в следующем: смогут ли существующие оптовые рынки электроэнергии в контексте декарбонизации электроэнергетических систем представить инвесторам привлекательные с точки зрения рисков/прибыли долгосрочные проекты. Стохастический анализ формирования цен на оптовом рынке электроэнергии Великобритании показал, что декарбонизация рынков энергии связана с постепенным ухудшением финансового профиля риска/окупаемости проектов для инвесторов, совершающих вложения в любые виды генерирующих активов (Муньос и Банн (*Munoz and Bunn*), 2013). По сути, это вызвано переходом к структуре генерирующих мощностей, характеризующейся высоким уровнем капитальных издержек и низким уровнем переменных издержек, свойственной всем видам низкоуглеродной генерации. Постоянное повышение проектных рисков в секторе производства электроэнергии определяет тип инвесторов, заинтересованных в подобных рынках, необходимую стоимость капитала и, в конечном счёте, общую стоимость производства электроэнергии.

7. Необходимо отметить, что в последнее время, после ряда политических изменений, в августе 2018 года цена на выбросы углекислого газа в Европе резко увеличилась и превысила 20 евро за тонну.

**Вставка 2.1. Падение оптовых цен на электроэнергию в Европе:
в центре внимания — Швеция и Германия⁸**

Европейские оптовые цены на электроэнергию упали почти на две трети в реальном выражении с момента исторического максимума 2008–2010 годов. Такое падение имело далекоидущие последствия для рынков электроэнергии и серьезно повлияло на прибыльность и общую устойчивость большинства европейских генерирующих компаний. К такому эффекту привели различные факторы. Среди наиболее значимых: снижение цен на ископаемое топливо и падение цен на выбросы углекислого газа на европейском рынке, широкое развёртывание технологий, использующих ПВИЭ, и непредвиденная стагнация (или в некоторых странах спад) спроса на электроэнергию. Слишком оптимистичные прогнозы, касающиеся роста спроса на электроэнергию, привели к чрезмерным инвестициям в производственные мощности в начале 2000-х годов.

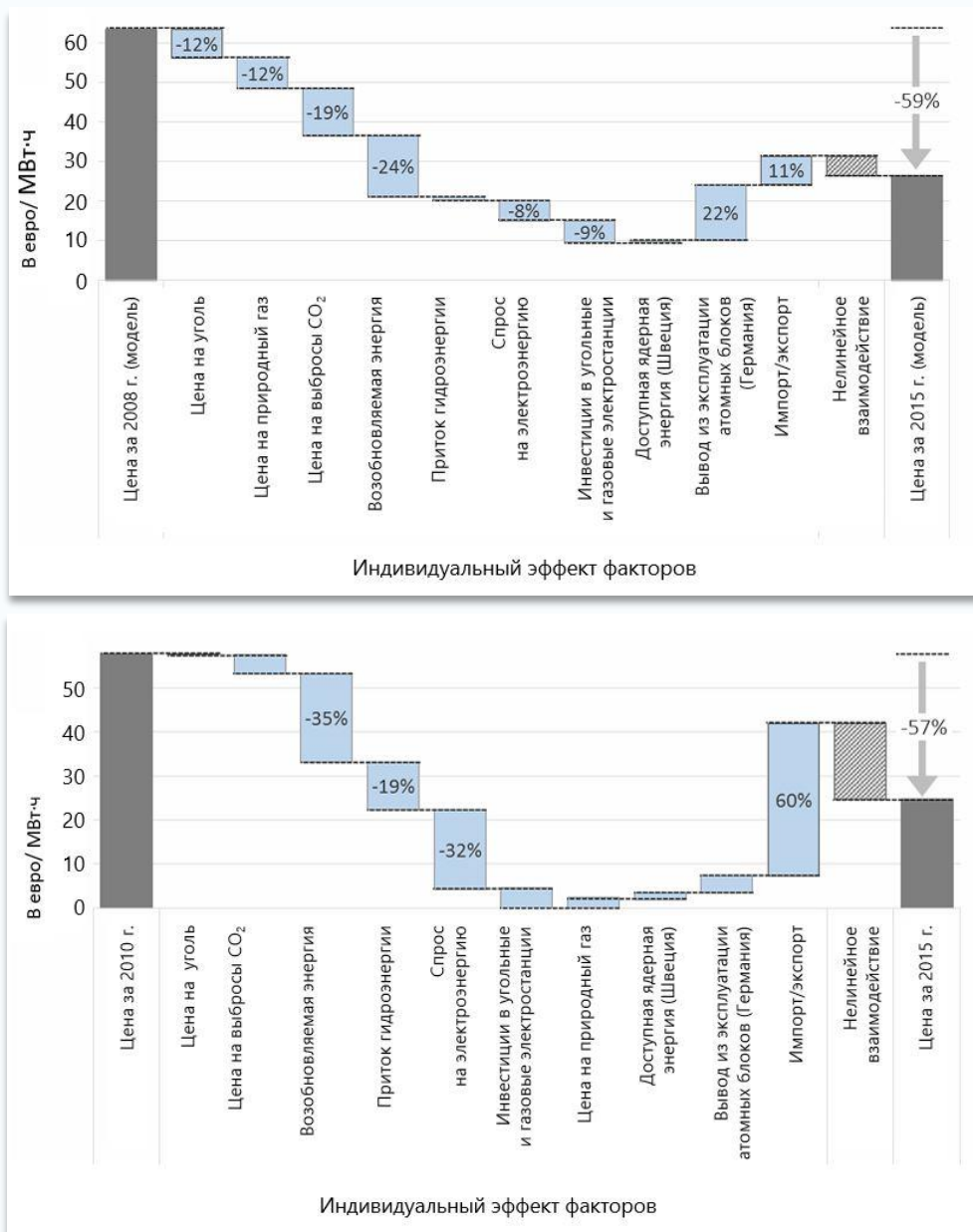
Хирт (2016b) произвёл оценку влияния десяти отдельных факторов на структуру и уровень цен на электроэнергию в Германии и Швеции в период с 2008–2010 по 2015 год. Оптовые цены упали на 59 % в Германии с 2008 по 2015 год и на 57 % в Швеции с 2010 по 2015 год. За этот же период доля ПВИЭ увеличилась в Германии на 11 %, а в Швеции — на 7,5 %⁹.

В обоих странах развёртывание электростанций, использующих возобновляемые источники энергии, с низким уровнем предельных издержек является первостепенным фактором снижения цен на электроэнергию. Само по себе внедрение ПВИЭ привело к снижению рыночной цены на 24 % в Германии и на 35 % в Швеции. В Германии значительное влияние на цены на электроэнергию вызвало снижение цен на уголь и газ, а также падение цен на выбросы углекислого газа. В совокупности все эти факторы могли привести к снижению рыночных цен на электроэнергию приблизительно на 40 %. В Швеции совокупное влияние данных факторов на рыночные цены на электроэнергию было, напротив, практически незаметным, так как доля ископаемого топлива в производстве электроэнергии является значительно меньшей по сравнению с Германией.¹⁰ Среди других факторов уменьшения цен на электроэнергию были снижение потребления электроэнергии и дополнительные инвестиции в угольные и газовые мощности, что обусловило приблизительно 20 % снижения цены в Германии и около 35 % в Швеции. Остановка восьми атомных блоков в Германии после аварии на АЭС Фукусима-1 оказала огромное влияние на цены на электроэнергию: исследование показало, что такое политическое вмешательство привело к повышению цен на электроэнергию на 22 % в Германии, а также оказало незначительное влияние на рынки Швеции. Нужно напомнить, что снижение цен было бы ещё более значительным, если бы данные восемь блоков в Германии не были преждевременно остановлены. Увеличение объёмов экспорта в соседние страны поддерживало цены на обоих рынках. Интересно отметить, что снижение цен вследствие увеличения доли ПВИЭ и повышение цен вследствие закрытия атомных электростанций практически выровняли цены в Германии. Однако в отношении выбросов CO₂, вывод из эксплуатации атомных электростанций не был должным образом компенсирован и атомные электростанции, характеризующиеся низким уровнем выбросов углекислого газа, были заменены комбинацией мощностей, использующих ПВИЭ и ископаемое топливо. Основные результаты исследования представлены ниже на рис. В2.1.

Количественное влияние каждого отдельного фактора существенно отличается в этих странах вследствие индивидуальных характеристик соответствующих энергетических систем. Интересным заключением данного исследования является то, что энергосистема Швеции является более уязвимой в отношении количественных воздействий, таких как развёртывание технологий на основе ПВИЭ и межгодовые изменения спроса и предложения в отношении технологий, характеризующихся низким уровнем предельных издержек, таких как атомная энергетика и гидроэнергетика. Рынки, где преобладают технологии с высоким уровнем капитальных издержек, такие как гидроэнергетика, атомная энергетика и энергетика на основе ПВИЭ, отличаются значительно большей нестабильностью цен, и, как следствие, более высоким уровнем риска для инвесторов в сфере производства электроэнергии. Данное наблюдение указывает на то, что переход к низкоуглеродным технологиям сопровождается значительным увеличением рисков на рынке электроэнергии. Наконец, необходимо напомнить, что, если бы восемь атомных блоков в Германии не были преждевременно остановлены, уровень снижения цен в Европе был бы ещё более значительным.

8. Содержание данной вставки основано на исследовании Хирта, 2016b.
9. Уровень внедрения ПВИЭ вырос с 7,1 до 18,2 % внутреннего производства электроэнергии в Германии с 2008 по 2015 год и с 2,4 до 10,1 % в Швеции (источник: МАЭ, 2010, 2012 и 2017а).
10. Ископаемое топливо используется для генерации около 60 % электроэнергии в Германии и менее 10 % в Швеции.

Рисунок В2.1. Факторы изменения цен на электроэнергию в Германии (сверху) и Швеции (снизу)



Источник: Хирт, 2016b.

Аналогичные тенденции отмечались в более раннем исследовании, где была произведена количественная оценка снижения оптовых рыночных цен в связи с увеличением использования технологий на основе ПВИЭ в производстве электроэнергии в Германии с 2001 по 2006 год (Зенсфусс и др. (*Sensfuss et al.*), 2008). Снижение средней цены на электроэнергию, связанное с развёртыванием ПВИЭ, оценивается приблизительно в 1,7 евро/МВт·ч в 2001 году и в 7,8 евро/МВт·ч в 2006 году. За тот же период объём выработки электроэнергии на основе ПВИЭ вырос в Германии с 18 до 52 ТВт·ч.

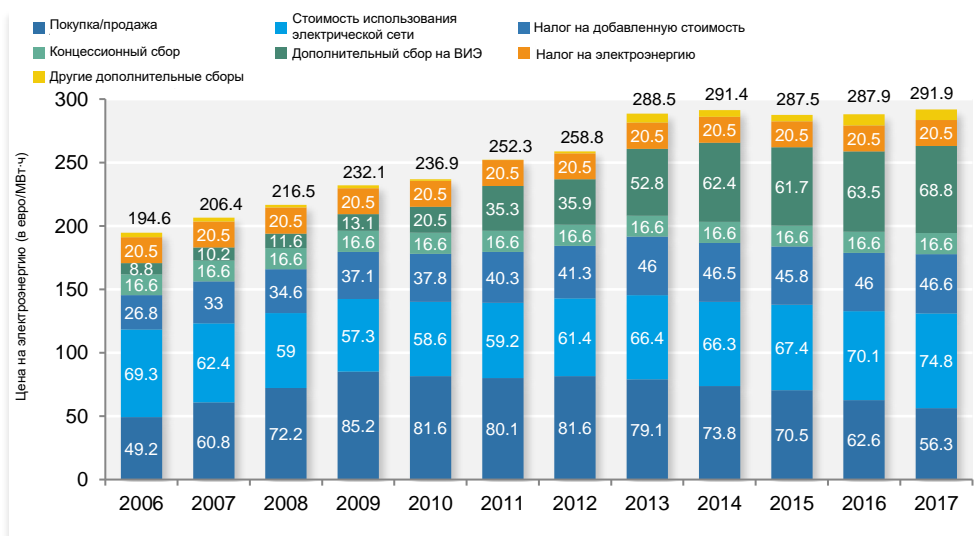
Используя аналогичные методы, Вайзер и др. (2017) показывают, что снижение цен на природный газ было самым важным фактором, повлиявшим на снижение оптовых цен на электроэнергию в Калифорнии и Техасе. Сооружение новых электростанций, использующих ПВИЭ, является вторым по масштабу фактором в Калифорнии и третьим в Техасе (вторым является расширение парка традиционных генерирующих мощностей).

Несмотря на резкое падение оптовых цен на электроэнергию, в последние годы цены для частных и промышленных потребителей во многих странах-членах ОЭСР повысились, что отражается в соответствующих счетах на оплату электроэнергии. Стоимость генерации, разумеется, является лишь одним из компонентов совокупных затрат на электроэнергию: розничные тарифы также включают расходы на сеть передачи и распределения; концессионные сборы, а также разные местные и государственные налоги; дополнительные сборы на различные политические цели, такие как экономия энергии; прямые и косвенные субсидии на возобновляемую энергию и т.д. В большинстве стран-членов ОЭСР снижение оптовых цен на электроэнергию было компенсировано повышением издержек на обновление инфраструктуры передачи и распределения и на поддержку развития технологий на основе ПВИЭ.

Германия является наглядным примером такой ситуации. С 2006 по 2017 год было введено в эксплуатацию более 70 ГВт новых ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций и доля генерации ПВИЭ выросла с 6 до более 22 % в общем объеме производства электроэнергии (в ТВт·ч). За тот же период розничные цены выросли гораздо более значимым образом по сравнению с другими европейскими странами и за последние пять лет цена на электроэнергию для домашних хозяйств и малого бизнеса в Германии стала самой высокой, несмотря на то, что оптовые цены являются самыми низкими в Европе. На рис. 6 показано изменение цен на электроэнергию для домашних хозяйств в Германии с 2006 по 2017 год, а также структура её компонентов. За последние десять лет цены на электроэнергию для домашних хозяйств в Германии выросли на 34 %: с 216,5 евро за МВт·ч в 2008 году до 291,6 евро за МВт·ч в 2017 году, несмотря на 30-процентное снижение оптовых цен. Расходы на передачу и распределение выросли на 15,6 евро за МВт·ч или на 27 %. Более того, субсидии на использование возобновляемых источников энергии выросли более чем в шесть раз, с 11,6 до 68,8 евро за МВт·ч. В 2017 году надбавка на возобновляемую энергию стала вторым по величине компонентом стоимости энергии после сетевых издержек (соответственно 24 и 26 % от общей суммы), в то время как стоимость энергоснабжения составляет менее 20 % общей суммы.

Рисунок 6. Цены на электроэнергию для домашних хозяйств (<3 500 кВт·ч в год) в Германии

(Хозяйства, потребляющие менее 3 500 кВт·ч в год, в евро за МВт·ч)



Источник: по материалам BDEW, 2017.

Сложно представить, что в будущем долгое время удастся сохранить низкие оптовые цены на текущем уровне, если только не произойдет технологического прорыва или если постоянный избыток предложения не будет удерживаться посредством сохранения поддержки технологий, использующих ПВИЭ. В ближайшие годы рыночные цены на электроэнергию должны повыситься и достичь уровня полных долгосрочных издержек на производство электроэнергии. С другой стороны, сложно прогнозировать снижение других компонентов счета на оплату электроэнергии, которое компенсирует инвестиции и дополнительные эксплуатационные издержки, связанные с передачей и распределением, а также долгосрочную поддержку ПВИЭ.

Вставка 2.2. Рынки электроэнергии и отрицательные цены (по материалам ОЭСР, 2015)

Отрицательные цены на рынке электроэнергии обычно были очень редким явлением, которое, тем не менее, всё чаще наблюдается на главных оптовых рынках электроэнергии Северной Америки и Европы с часами отрицательных цен на рынках на сутки вперёд, внутрисуточных и балансирующих рынках. В Германии количество часов с отрицательными ценами на рынке на сутки вперёд стабильно увеличивалось с 2012 по 2017 год параллельно с ростом доли генерации на основе ПВИЭ. В 2012 году на рынке на сутки вперёд в течение 15 дней было зарегистрировано 56 часов с отрицательными ценами, средняя цена составляла -70,2 евро/МВт·ч. В 2017 году отрицательные цены в Германии наблюдались в течение 146 часов и в среднем составляли -26,5 евро/МВт·ч (Agoa, 2018). Согласно недавнему исследованию Министерства энергетики США (DOE), в 2016 году в течение почти 2 % времени на рынках США, работающих в режиме реального времени, наблюдались отрицательные цены (DOE, 2017b). Тем не менее, в исследовании также указывается, что более частые эпизоды отрицательных цен наблюдались в системе независимого оператора CAISO, а также в центрах, имеющих ограничения, связанные с большой долей ПВИЭ, или в случае относительно маломаневренных атомных электростанций. Всесторонний анализ частоты и факторов, приводящих к появлению отрицательных цен, касающийся нескольких центров в Соединённых Штатах Америки, также представлен в исследовании Вайзера и др. (2017). Общие эмпирические данные свидетельствуют о том, что отрицательные цены появляются в ситуациях, характеризующихся: (1) большим объёмом предложения возобновляемых источников, (2) сравнительно низким уровнем спроса и (3) недостаточным уровнем маневренности в традиционной системе (Agoa, 2014).

Отрицательные цены отражают комбинацию низкого спроса, перепроизводства (часто в совокупности с требованиями поддержки эксплуатации тепловых электростанций), неадекватных механизмов поддержки некоторых технологий, ошибок в прогнозировании выработки электроэнергии, а также ограничений передачи.

Действие определённых мер, предназначенных для поддержки развёртывания технологий, использующих возобновляемые источники энергии, таких как «зелёные» тарифы, надбавки к рыночной цене на электроэнергию, сертификаты использования ВИЭ с правом продажи или налоговые льготы на производство на основе ВИЭ, способствуют возникновению отрицательных цен на рынках электроэнергии и, таким образом, увеличивают потери доходов существующих электростанций. Основываясь исключительно на экономической составляющей электростанций, предполагается, что генераторы, использующие ПВИЭ, будут предлагать цену не ниже очень низкого положительного значения, которое отражает соответствующий очень низкий уровень переменных издержек. Однако политика поддержки, которая включает элемент, основывающийся на производительности, может создать стимул для владельцев предприятий, использующих ПВИЭ, предлагать цены ниже уровня собственных краткосрочных издержек, потому что они получают доходы сверх достигнутых рыночных цен. Следовательно, предлагаемая цена может быть отрицательной (минимальные ценовые предложения, скорее всего, будут равны разнице между краткосрочными издержками и стимулирующими выплатами). В зависимости от политического контекста, производители электроэнергии на основе ПВИЭ могут также иметь приоритет на распределение. В таких случаях эксплуатация соответствующих электростанций может происходить независимо от любых рыночных ценовых сигналов. Это может привести к более выраженным отрицательным ценам (Николози, 2012).

Другие технологии могут предлагать цены значительно ниже уровня предельных краткосрочных издержек или отрицательные цены как результат требований поддержания эксплуатации или вследствие технологических ограничений, таких как требования к пуску, останову, набору и снижению мощности. Традиционный производитель может недолгое время работать в убыток, продавая электроэнергию по ценам ниже уровня переменных издержек, если у него будет возможность быстро набрать мощность, когда генераторы, использующие ПВИЭ, постепенно прекратят выработку — например, генераторы, использующие фотоэлектрическую солнечную энергию, после захода солнца. Этот эффект может быть усилен, например, контрактами на поставку топлива по принципу «бери или плати» в случае газовых электростанций.

Однако сигналы отрицательных цен также могут оказаться полезными. При оптимальном функционировании такие цены подают сигнал всем генераторам о необходимости повышения уровня маневренности. Считается, что отрицательные ценовые сигналы, например, способствовали снижению уровня требований, касающихся поддержания эксплуатации угольных электростанций в Дании.

Краткосрочные и долгосрочные последствия в отношении выбросов углекислого газа

Одним из основных движущих факторов развёртывания технологий, использующих переменчивые возобновляемые источники энергии, является сокращение выбросов углекислого газа при производстве электроэнергии. Кажется очевидным, что внедрение низкоуглеродных технологий, использующих ПВИЭ, неизбежно приведёт к снижению удельных выбросов углекислого газа в процессе производства электроэнергии. Однако в упомянутом ранее исследовании АЯЭ (2012) демонстрируется, что в отношении сокращения выбросов углекислого газа результаты использования ПВИЭ в краткосрочной перспективе значительно отличаются от результатов в долгосрочной перспективе. Более того, в отсутствие других мер, специально направленных на решение проблемы выбросов углекислого газа, само по себе внедрение технологий на основе ПВИЭ не обязательно приводит к сокращению выбросов в долгосрочной перспективе. Результат главным образом зависит от типа технологии, используемой для работы в режиме базовой нагрузки, в частности, производятся ли выбросы углекислого газа при использовании определённой технологии базовой нагрузки (как в случае угольной или газовой энергетики) или она является низкоуглеродной, такой как ядерная энергетика или гидроэнергетика. Внедрение возобновляемых источников энергии в электроэнергетическую

систему, где при использовании технологии, обеспечивающей базовую нагрузку, производятся выбросы CO₂, как в случае угольной генерации, определённо приведёт к сокращению выбросов CO₂ в энергетическом секторе, как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе. Однако этого не произойдёт, если технология, обеспечивающая базовую нагрузку, заменяемая технологией на основе возобновляемых источников, также не приводит к выбросам CO₂ в процессе генерации электроэнергии, как в случае ядерной энергетики. В такой ситуации объём электроэнергии, вырабатываемой на основе ископаемого топлива, как правило, увеличивается и в долгосрочной перспективе выбросы CO₂ в целом будут выше, чем в «базовом сценарии» без ПВИЭ (более подробную информацию и количественные оценки см. в публикации АЯЭ, 2012).¹¹

Как показано на рис. 4, в краткосрочной перспективе генерация на основе ПВИЭ заменяет другие виды выработки электроэнергии, обеспечиваемой базовыми, полупиковыми и пиковыми электростанциями. Снижение производства электроэнергии полупиковыми и пиковыми электростанциями, в качестве которых обычно используются технологии на основе ископаемого топлива, приводит к снижению выбросов углекислого газа в краткосрочной перспективе. Без всякого сомнения снижение выбросов углекислого газа тем значительнее, чем больше уровень углеродоёмкости существующей структуры генерирующих мощностей (т. е. если в качестве технологий, обеспечивающих базовую нагрузку, используется генерация на основе каменного или бурого угля), но подобное сокращение наблюдается также и в системах, где базовая нагрузка обеспечивается низкоуглеродными технологиями. Однако существует вероятность того, что снижение выбросов, происходящее в краткосрочной перспективе, не будет наблюдаться в долгосрочной перспективе.

В долгосрочной перспективе внедрение источников ПВИЭ ведёт к полному преобразованию всей системы производства электроэнергии. Внедрение ПВИЭ неизменно ведёт к сокращению мощностей и доли генерации в отношении технологии, обеспечивающей базовую нагрузку. В большинстве сценариев такое внедрение сопровождается повышением мощности пиковых и полупиковых электростанций и их доли в производстве электроэнергии. В этих случаях совокупная доля электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ и технологией, базовой нагрузки, меньше, чем доля электроэнергии, производимой исключительно технологией, обеспечивающей базовую нагрузку в сценарии без ПВИЭ. Последующее увеличение объёма электроэнергии, вырабатываемой на основе ископаемого топлива, автоматически ведёт к повышению выбросов углекислого газа по сравнению со сценарием без ПВИЭ.

2.3. Методологические вопросы, сложности и выбор модели

Многочисленные научные исследования, выполненные в этой области в последние годы, позволили лучшим образом понять наиболее значимые явления, которые необходимо учитывать для сближения используемых методологий, а также для моделирования системных эффектов. Однако, несмотря на значительный прогресс, до сих пор не существует чёткого и общепринятого определения системных эффектов и надлежащим образом разработанной методологии их количественного анализа (Агора, 2015; Штрбац и Аунеди (*Aunedi*), 2016; и АЯЭ, 2018). Этот факт непосредственно отражает внутреннюю природу системных эффектов, сложность рассматриваемых явлений и трудности детального моделирования энергетической системы. В этом отношении в исследовании Agora Energiewende (2015) отмечается, что результаты различных анализов могут значительно отличаться не только в зависимости от конкретной анализируемой электроэнергетической системы, доли моделируемой возобновляемой энергии и применяемых временных рамок, но и вследствие других более субъективных особенностей. Результаты зависят от того, какие элементы издержек учитываются, какие методы и вычислительные средства используются и, что ещё более важно, какие прогнозы производятся в отношении будущего развития, доступности и стоимости отдельных технологий в энергосистеме.

По своей природе системные эффекты не могут быть определены или рассмотрены на примере одной системы, но могут быть поняты и количественно оценены только при сравнении двух или более систем и их количественный анализ зависит от выбора образцовой системы («эталона»). Так, внедрение определённого количества ПВИЭ в определённую систему, например, 10 ГВт мощностей наземных ветрогенераторов, приведёт к изменениям данной электроэнергетической системы в долгосрочной перспективе: понадобится увеличение числа компонентов передачи (или иная структура сети передачи), а также иная структура генерирующих мощностей, более приспособленная к особенностям ветрогенерации. Количественное определение системных эффектов, обусловленных добавлением этих 10 ГВт возможно только при сравнении новой генерирующей системы с «эталонной» системой, в которой 10 ГВт ветровой

11. В данном исследовании внимание сосредоточено на рынках без штрафов за выбросы CO₂ или аналогичных. В масштабах ЕС ввиду применения системы торговли квотами на выбросы на всей территории ЕС, предлагаемое здесь объяснение может применяться локально (в некоторых странах), но эти воздействия не сказываются на объёме совокупных выбросов CO₂ в ЕС по причине существующих ограничений.

энергии не были добавлены извне. То, каким образом определяется «эталонная» система и каким образом строится и оптимизируется система, использующая ветровую энергию, является ключевым аспектом любой количественной оценки системных эффектов (дополнительный анализ приводится в публикации ОЭСР, 2015). С другой точки зрения, определение и количественная оценка системных эффектов — это лишь перераспределение разницы в издержках между двумя системами и их закрепление за различными категориями затрат.

Эти теоретические рассуждения должны быть подкреплены необходимыми соглашениями, определяющими способ моделирования большой взаимосвязанной энергетической сети. В идеале расчёты системных эффектов потребуют одновременной оптимизации сетей передачи и распределения и системы генерации электроэнергии во временных рамках, включающих временные отрезки от краткосрочного эксплуатационного ограничения в несколько десятков минут до долгосрочного планирования инвестиций в новые генерирующие мощности и в инфраструктуру передачи и распределения (см. рис. 7). Существующие возможности вычислительных средств, естественно, не позволяют проводить такие всеобъемлющие расчёты, а современные модели энергосистем могут учитывать лишь некоторые аспекты всей системы и, следовательно, позволяют выделять одновременно только ограниченные группы воздействий. Разные модели позволяют решить разные проблемы. Например, некоторые модели дают возможность оценить воздействие на сеть передачи и распределения, а другие — воздействие на выравнивание нагрузок, требования к резервам или на издержки на манёвренность. Это всё, что требуется для составления серьёзных заключений, имеющих значимость для принятия политических решений.

Рисунок 7. Временные рамки эксплуатации электроэнергетической системы и инвестиций



Источник: Министерство энергетики США, 2017а.

Модели, используемые для оптимизации производства электроэнергии, нацелены на поиск оптимальной долгосрочной структуры генерирующих мощностей, соответствующей определённому уровню электрической нагрузки при минимальных издержках, в которой учитывается ряд технических, экономических и экологических ограничений. Большинство использующихся в настоящий момент моделей делится на две категории:

- модели, основанные на кривых продолжительности нагрузки (КПН) (известных как «графики сканирования»);
- модели выбора состава работающего оборудования и планирования графика мощности, в которых применяется линейное программирование (ЛП) или включаются элементы нелинейности (т. е. частично-целочисленное линейное программирование (ЧЦЛП), динамическое программирование и т. п.).

Для решения комплексных проблем, связанных с расширением производства электроэнергии в конкурентной среде или с инвестициями и выбором состава работающего оборудования в условиях неопределённости, были разработаны другие вычислительные инструменты. Однако, эти более сложные модели не рассматриваются в рамках данного отчёта.

Модели, основанные на кривых продолжительности нагрузки (КПН), использовались на протяжении десятилетий как простой и эффективный инструмент анализа энергетических систем и оптимизации производства электроэнергии. Такие методы основаны на анализе КПН, которая представляет собой аппроксимацию электрической нагрузки, как правило за один год, упорядоченной от самого высокого до самого низкого значения. Эта информация затем совмещается с экономическими характеристиками доступных

генерирующих мощностей, чтобы получить такую структуру, которая соответствовала бы КПН (и, следовательно, электрической нагрузке) при минимальных издержках. Первоначально эти методы были задуманы для анализа систем, состоящих из традиционных электростанций, предусматривающих возможность диспетчерского управления, но впоследствии стали успешно применяться и для систем с ПВИЭ. В этих случаях определённый объём мощностей, использующих ПВИЭ, вводится в систему извне и описанная выше процедура применяется к остаточной нагрузке, т. е. к электрической нагрузке, очищенной от выработки на основе ПВИЭ, характеризующейся низким уровнем предельных издержек¹². Такой подход позволяет определить экономически эффективную структуру электростанций, не использующих ПВИЭ, предусматривающих возможность диспетчерского управления, и, таким образом, получить оптимальную структуру, учитывающую объём мощностей, использующих ПВИЭ, заданный извне. Примеры применения этой методологии показаны на рис. 4, 5 и 10.

Благодаря своей простоте эти модели позволяют производить многочисленные расчёты, учитывая межгодовую изменчивость нагрузки, а также различные метеорологические условия. Таким образом, данные модели учитывают стохастическую изменчивость генерации ПВИЭ. С другой стороны, ввиду своей структуры кривые продолжительности нагрузки и КПОН теряют последовательные временные данные, касающиеся нагрузки, а также генерации электроэнергии, осуществляемой электростанциями, использующими ПВИЭ, и электростанциями, предусматривающими возможность диспетчерского управления. Это препятствует представлению всех динамических аспектов системы с помощью таких методов. Например, данные модели не в состоянии корректно представить возможности краткосрочного и долгосрочного хранения, гидроэнергетические ресурсы¹³, а также различные формы управления спросом. Кроме того, невозможно правильно представить некоторые аспекты эксплуатационных ограничений генерации, предусматривающей возможность диспетчерского управления, и соответствующие издержки. Другой важной проблемой данных методов является их неспособность моделировать обмен мощностью между несколькими регионами, так как КПН разных регионов не синхронизированы во времени¹⁴. Такие модели созданы для представления только единой системы региона, с подразумеваемым допущением того, что все зоны в данной системе идеально взаимосвязаны (такой подход часто описывается как система с возможностью беспрепятственной передачи энергии). Дополнительную информацию об ограничениях методов, основанных на КПН, и о возможных улучшениях вычислительного процесса можно найти в работах Фалько Иккердта, Седрика Де Йонге (*Cedric De Jonghe*) и Карлоса Батлье (*Carlos Batlle*) (Иккердт и др., 2015; Де Йонге, 2011; и Батлье и Родилья (*Rodilla*), 2013).

Модели выбора состава работающего оборудования и планирования графика мощности, основанные на оптимизации совокупных издержек, позволяют преодолеть если не все, то большинство недостатков и ограничений, указанных выше. Такие модели, по крайней мере в теории, могут детально представлять все ограничения и требования электроэнергетической системы (например, требования к эксплуатационному резерву мощности), а также ограничения и требования, касающиеся отдельных электростанций (неделимость блоков, минимальные стабильные уровни выходной мощности, минимальное время пуска и останова, экономические потери при частичной нагрузке, ограничения, связанные с набором и снижением мощности, и издержки на пуск оборудования). Что ещё более важно, эти модели позволяют исчерпывающим образом представить все формы хранения и управления спросом¹⁵. В целом, в таких моделях подразумевается идеальное прогнозирование будущего спроса и производства электроэнергии на основе изменчивых источников, таких как гидроэнергия и ПВИЭ. На практике при использовании реальных систем ситуация значительно отличается. В пространственном отношении любую систему можно разделить на произвольное число отдельных регионов, каждый из которых воспринимается как система с возможностью беспрепятственной передачи энергии. Затем можно рассчитать потоки мощности между различными взаимосвязанными регионами, а также оптимизировать уровень пропускной способности межсистемных связей для минимизации совокупных издержек на производство электроэнергии в системе.

Однако размер и сложность вычисления, характеризующие модель выбора состава работающего оборудования и расширения мощности, значительно повышаются с ростом числа рассматриваемых переменных и с увеличением требуемого уровня детализации. Например, полный расчёт частично-целочисленной линейной программы с внутрисистемно обусловленными инвестициями, многорегиональным подходом и представлением на годовой основе с почасовым разрешением невыполним даже с помощью самых продвинутых на данный момент вычислительных средств. В зависимости от задач исследования

12. Отсюда название «кривые продолжительности остаточной нагрузки».
13. Речь идёт о водохранилищах и гидроаккумулирующих электростанциях, в то время как русловые ресурсы не представляют особых проблем для моделирования.
14. Представить взаимосвязи между двумя отдельными системами с помощью этих моделей невозможно, так как происходит потеря временных данных, присущая подходу, основанному на кривых продолжительности нагрузки. Две последовательные точки на одной и той же КПН не обязательно близки во времени, а одна и та же точка на двух разных КПН также может соответствовать разным датам в году.
15. Во многих моделях используется принцип неэластичности спроса, но некоторые позволяют учесть отдельные формы управления спросом.

некоторые накладываемые ограничения должны быть опущены, чтобы снизить уровень сложности проблемы и получить численное решение в разумные сроки. Типичные используемые упрощения: ограничение количества рассматриваемых регионов, сокращение временного отрезка путём анализа только определённых типичных часов, дней или недель в году, объединение некоторых генерирующих мощностей или устранение некоторых ограничений генератора. Альтернативным способом упрощения сложных задач является снижение количества двоичных переменных или их полное упразднение, и, соответственно, снижение целочисленного ограничения. Однако такие методы неизбежно приводят к некоторым неточностям, которые нужно тщательно контролировать (см. работы Палминтира (*Palmintier*), 2012 и 2014; Абухарада и др. (*Abujarad et al.*), 2017 и Виллависенсио (*Villavicencio*), 2017).

Учитывая время, необходимое для моделирования, расчёты часто ограничены одним регионом, характеризуются уменьшенным временным отрезком и только одной схемой генерации ПВИЭ и русловых неуправляемых гидроресурсов. Например, для расчётов, производимых в рамках настоящего исследования, используется модель выбора состава работающего оборудования и планирования графика мощности. Было решено представить систему, охватывающую два региона, с единственной межсистемной связью фиксированной пропускной способности, предельно ясным образом произвести моделирование широкого спектра технологий, включающих возможности хранения и управления спросом, и полностью описать целый год с почасовым разрешением. Такой подход вызвал необходимость ослабления некоторых эксплуатационных ограничений генерации, предусматривающей возможность диспетчерского управления, а также некоторых целочисленных ограничений, позволив, таким образом, внедрить блоки дробной мощности.

Учитывая непрерывное развитие вычислительных мощностей и большой объём знаний, накопленных за последние годы, модели выбора состава работающего оборудования и планирования графика мощности становятся эталонным инструментом для моделирования и оптимизации электроэнергетических систем.

2.4. Представление системных издержек

В публикациях применяются два различных подхода к представлению и количественной оценке системных издержек различных технологий производства электроэнергии: подход системных издержек и подход ценности для системы. По существу, при использовании каждого подхода преследуется цель облегчения сравнения различных технологий генерации путём прямого или косвенного дополнения данных о чистых издержках на выработку электроэнергии данными о дополнительных издержках или преимуществах, обусловленных их интеграцией в более широкую электроэнергетическую систему (анализ системного эффекта). Схематическое изображение двух подходов приводится на рис. 8. Для ознакомления с более подробным анализом данного подхода читатель может обратиться к списку литературы, приводимому в конце данной главы (Иккердт и др., 2013а и 21013b; Хирт, 2015а, 2015b и 2015c; ОЭСР, 2015, и МЭА, 2016).

При подходе системных издержек различные компоненты системных издержек (издержки на резервирование, издержки на выравнивание нагрузок и сетевые издержки) прибавляются к чистой стоимости выработки электроэнергии, часто выражаемой как полная приведённая стоимость электроэнергии (LCOE), либо вычитаются из неё, если являются отрицательными. Получаемый в итоге показатель, именуемый некоторыми исследователями «LCOE системы», позволяет непосредственное сравнение различных технологий производства электроэнергии. LCOE системы часто представляется как функция уровня внедрения, так как имеет значительное влияние на компонент системных издержек. Путём сравнения LCOE системы двух или более технологий можно составить их рейтинг по общей экономической эффективности и определить, какая из них имеет больше преимуществ для системы.

Как указывалось в предыдущих разделах, определение системных издержек само по себе предполагает сравнение двух разных систем; следовательно, для расчётов системных издержек требуется определение эталонной технологии для сравнения. Разные эталоны ведут к разным результатам количественных оценок системных издержек. Это отражает саму природу системных издержек, в которых измеряются альтернативные издержки (или преимущества) при выстраивании определённой технологии вместо эталонной. Аналитическую ценность и практический интерес имеет не абсолютный уровень системных издержек, а скорее разница в системных издержках между двумя технологиями. Следовательно, системные издержки разных технологий могут непосредственно сопоставляться при условии использовании одного и того же эталона.

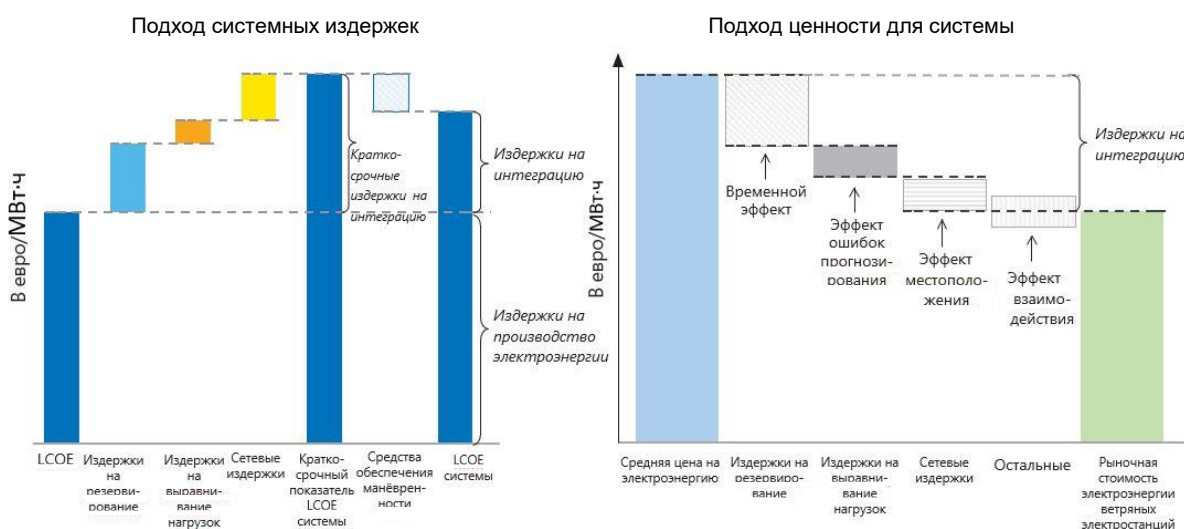
В литературе широко используются два разных эталона: плоская кривая выходной мощности (плоский профиль) или «идеальный генератор», в котором кривая выработки электроэнергии идеально коррелирует со спросом. Второй вариант обладает несколькими преимуществами с точки зрения методологии: (1) проще производить расчёты, поскольку снижение издержек остальных элементов системы происходит с постоянной

скоростью одновременно с изменением долей генерации и (2) его просто применять независимо от доли генерации. Недостатками данного варианта являются высокий уровень абстрактности и зависимость системы от эталона. С другой стороны, выбор плоского профиля является более интуитивным и близким к кривой производства электроэнергии, вырабатываемой технологией базовой нагрузки, предусматривающей возможность диспетчерского управления. Как бы то ни было, применение данного эталона связано с некоторыми трудностями, так как издержки остальных элементов системы не будут уменьшаться с постоянной скоростью с увеличением доли технологии. Данный вариант также сложно применять (с точки зрения методологии) при высоких уровнях внедрения, т. е. когда производительность плоского профиля превышает минимальную нагрузку системы.

Задачей **подхода ценности для системы** является расчёт преимуществ внедрения в систему определённой технологии и их последующее сравнение с издержками на выработку электроэнергии данной технологии. На первом этапе преимущества системы рассчитываются как разница между издержками первоначальной системы и издержками остальных элементов системы после внедрения данной технологии. В число преимуществ входит экономия на переменных и постоянных издержках более не требующихся технологий генерации, а также положительные и отрицательные воздействия на сетевые издержки и требования к выравниванию нагрузок. На втором этапе чистая выгода, выраженная в единицах производимой электроэнергии, сравнивается с совокупными долгосрочными издержками на производство электроэнергии, характеризующими данную технологию, т.е. с полной приведённой стоимостью электроэнергии (LCOE). Таким образом, данный подход помогает определить, является ли внедрение определённой технологии экономически выгодным для системы (ценность для системы превышает показатель LCOE) или нет (показатель LCOE превышает ценность для системы). Сравнение ценности для системы и издержек на производство электроэнергии различных технологий также обеспечивает базу для определения соответствующего рейтинга и выбора наиболее эффективной технологии для определённой системы.

В конечном счёте оба подхода обеспечивают получение одинаковых данных и должны привести к получению эквивалентных результатов, касающихся внедрения оптимальной структуры генерирующих мощностей (как минимум в случае совершенно конкурентных рынков, находящихся в состоянии долгосрочного равновесия).

Рисунок 8. **Подход системных издержек и подход ценности для системы**



Источник: ОЭСР, 2015

2.5. Основные исследования и количественные оценки

Несмотря на то, что исследования системных эффектов в качестве явления, связанного с экономикой, производятся не так давно, по данной теме уже написано немало работ. Тем не менее, ввиду сложности, присущей такому анализу, большинство исследований сосредоточено только на одном или двух компонентах системных издержек, и, как можно заметить, полный и всеобъемлющий анализ системных эффектов ещё не проводился. Также во многих исследованиях анализируются и описываются воздействия на систему, оказываемые обширным внедрением ПВИЭ, но непосредственного расчёта системных издержек не производится.

Среди относительно немногих исследований, охватывающих широкий спектр системных издержек, можно выделить работы МЭА и АЯЭ при ОЭСР (ОЭСР, 2015; МЭА, 2011 и 2014; АЯЭ, 2012), всестороннее исследование интеграции ветровой и фотоэлектрической солнечной энергии, осуществлённое Agora Energiewende (2015), очень подробное исследование в масштабах Европы, выполненное французской энергетической компанией EDF (EDF, 2015), исследование энергосистем будущего Лёвенского католического университета в Бельгии (Деларю и др., 2016), некоторые работы, опубликованные Лионом Хиртом и Фалько Икккердтом (Хирт, 2013, 2015а, 2015б, 2015с, 2015д, 2016а и 2016б; Икккердт и др., 2013а и 2013б), а также Имперским колледжем Лондона (Штрбац и др., 2015 и 2016).¹⁶

Практически все работы сосредоточены на системных издержках, связанных с внедрением ПВИЭ, и лишь минимальная доля внимания была уделена издержкам, связанным с технологиями, предусматривающими возможность диспетчерского управления. Единственное исследование в данной области было проведено АЯЭ (2012). В данной работе системные издержки различных традиционных электростанций сравнивались с соответствующими показателями электростанций, использующих ПВИЭ. Кроме того, в центре внимания большинства недавних исследований находятся воздействия на структуру генерирующих мощностей (издержки на резервирование) или ценность производства электроэнергии на основе ПВИЭ, в то время как изысканий, посвящённых воздействиям на инфраструктуру передачи и распределения или на издержки на выравнивание нагрузок, намного меньше.

Обзор литературы отражает огромное количество различных результатов, что подчёркивает сложность подобных предприятий. В частности, необходимо помнить, что на количественные результаты влияет множество факторов и предположений, которые могут значительно отличаться в разных исследованиях:

- 1) оцениваются разные энергосистемы с разными долями манёвренных гидроэлектростанций;
- 2) используются разные уровни внедрения ПВИЭ;
- 3) применяются разные предположения относительно развития, доступности и стоимости технологий в будущем: в частности, предположения о доступных технологиях хранения, умных сетях и внедрении управления спросом;
- 4) оценки стоимости производятся в долгосрочной или краткосрочной перспективе с разными предположениями относительно способности энергосистемы к адаптации;
- 5) существуют разные определения каждого компонента системных издержек;
- 6) используются разные модели разной степени сложности и точности прогнозирования;
- 7) применяются разные рамки анализа.

Тем не менее, несмотря на перечисленные сложности, самые недавние оценки различных категорий системных эффектов приведены ниже.

Сетевые издержки

В Соединённых Штатах Америки и в нескольких европейских странах недавно были проведены серьёзные исследования, касающиеся оценки издержек на расширение сети передачи и распределения в связи с развёртыванием ПВИЭ, в которых особое внимание было уделено наземной ветроэнергетике.

В Соединённых Штатах Америки интеграционные исследования были проведены в отношении трёх взаимосвязанных систем с уровнем внедрения ПВИЭ, равным примерно 30 %, (NREL, 2015). Дополнительные издержки на передачу оцениваются в пределах от 2 до 6 долларов США за МВт·ч_{ПВИЭ} в случае распределительной компании PJM (GE Energy, 2012), около 9 долларов США за МВт·ч_{ПВИЭ} в случае Восточной электроэнергетической системы (Корбус и др. (Corbus et al.), 2011) и около 2 долларов США за МВт·ч_{ПВИЭ} в случае Западной электроэнергетической системы (Лью и др. (Lew et al), 2013).

AGORA (2015) произвела расчёт дополнительных издержек на передачу и распределение в Германии на основе трёх исследований, выполненных немецким оператором сети Consentec и консалтинговой компанией при Федеральном министерстве экономики и энергетики Германии. Согласно данным работам, издержки на передачу увеличиваются приблизительно на 5 евро за МВт·ч_{ПВИЭ} в случае наземных ветряных

16. Многие исследования, охватывающие только частичные воздействия, упоминаются в подразделах ниже.

и фотоэлектрических солнечных электростанций и приблизительно на 30 евро за МВт·ч_{ПВИЭ} в случае морских ветряных электростанций. Дополнительные издержки на распределение были оценены в пределах 6–14 евро за МВт·ч_{ПВИЭ}.¹⁷

Другие исследования проводились в отдельных странах Европейского союза: в Ирландии дополнительные издержки на передачу были оценены в пределах 2–10 евро за МВт·ч_{ПВИЭ} при уровнях внедрения, равных 16 и 59 % (МЭА, 2011). Холтинен и др. (*Holtinen et al.*, 2011) указывают значения в диапазоне от 2 до 7 евро за МВт·ч_{ПВИЭ} при уровнях внедрения, составляющих менее 40 %. Средний уровень издержек нескольких европейских стран составляет 7 евро за МВт·ч_{ПВИЭ} при большом уровне отличий в значениях, касающихся анализируемых стран (КЕМА, 2014). Согласно данным Лёвенского католического университета, издержки на передачу в Бельгии были оценены приблизительно в 3 евро за МВт·ч_{ПВИЭ} при уровнях внедрения ПВИЭ, находящихся в диапазоне от 19 до 35 % (Деларю и др., 2016).

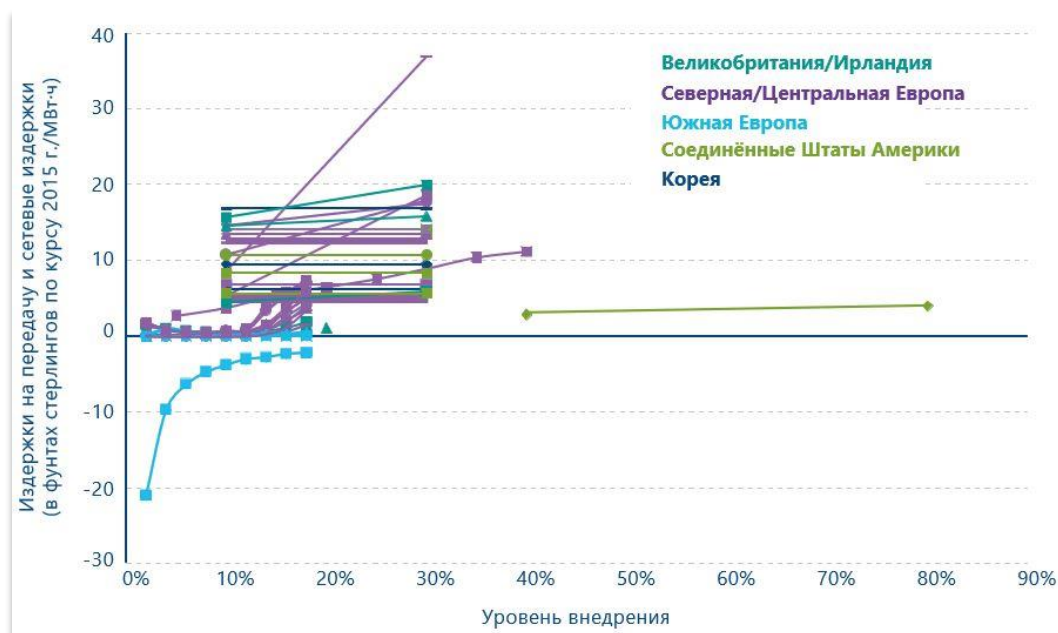
В отношении фотоэлектрической солнечной энергетики, в рамках PV Parity Project дополнительные издержки на передачу были оценены в 0,5 евро за МВт·ч_{ПВИЭ} на 2020 год и прогнозируется увеличение до 3 евро за МВт·ч_{ПВИЭ} к 2030 году с ростом уровня внедрения. Укрепление сети распределения для размещения большего числа распределённых ресурсов фотоэлектрической солнечной энергии будет стоить около 9 евро за МВт·ч_{ПВИЭ} к 2030 году (PV Parity, 2013).

В рамках изысканий, осуществлённых Центром энергетических исследований Великобритании (UKERC, 2017), из многочисленных литературных источников было собрано более 250 результатов расчёта затрат на передачу и распределение, связанных с внедрением ПВИЭ. Авторы пришли к выводу о том, что, за некоторым исключением,

«издержки находятся в пределах 5–20 фунтов стерлингов за МВт·ч при уровнях внедрения, не превышающих 30 %. Существует группа издержек, имеющих очень низкий уровень (значительно ниже 5 фунтов стерлингов за МВт·ч), наблюдающихся при уровне внедрения, составляющем примерно 15 %, несмотря на то, что многие значения были получены в результате анализов, сосредоточенных на издержках системы распределения».

Издержки на передачу и распределение из данного обзора литературы приведены на рис. 9.

Рисунок 9. Издержки на передачу и сетевые издержки как функция доли генерации на основе ПВИЭ



Источник: UKERC, 2017.

17. Если не указано иное, в рамках исследования значения экономических издержек, прибыли и цен приводятся в долларах США. Однако при цитировании работ, в расчётах которых использовались евро или фунты стерлингов, сохранены оригинальные значения в соответствующей валюте. В середине 2018 года 1 евро был равен 1,18 доллара США, а 1 фунт стерлингов — 1,32 доллара США.

Можно сделать вывод о том, что количественные оценки, касающиеся затрат на передачу, характеризуются значительными отличиями результатов, отражающими особенности каждой отдельной системы, разные анализируемые уровни внедрения, учёт или исключение затрат на распределение, а также специфические методологические предположения. Как бы то ни было, диапазон значений, полученных в результате оценки, является широким: от нескольких долларов США за МВт·ч_{ПВИЭ} до 25–30 долларов США за МВт·ч_{ПВИЭ}.

Издержки на подключение

Издержки на подключение, т. е. стоимость подключения электростанции к ближайшей точке соединения с высоковольтной электрической сетью, редко учитываются в исследованиях системных издержек, так как чаще всего их несёт застройщик электростанции и, таким образом, они являются частью издержек на уровне электростанции. Однако в некоторых случаях издержки на подключение несёт оператор сети передачи и, следовательно, они являются частью системных издержек. Кроме того, затраты на подключение не включены в методологию расчёта полной приведённой стоимости электроэнергии (LCOE), разработанную АЯЭ и МЭА. Для полноты обзора оценки АЯЭ (2012) приводятся и обсуждаются ниже.

Издержки на подключение существенным образом зависят от проекта и, следовательно, наблюдаются важные отличия в значениях, касающихся разных стран, а также разных проектов в одной и той же стране. Однако их влияние может быть значительным, особенно, если к сети необходимо подключить отдалённые ресурсы. Обычно издержки на подключение ветряных и крупномасштабных фотоэлектрических солнечных электростанций имеют высокий уровень¹⁸ в силу более низких коэффициентов нагрузки и отдалённости от сети. Высокий уровень издержек предполагается в случае морских ветрогенераторов с учётом дополнительной сложности подключения посредством подземных кабелей. Среди технологий, предусматривающих возможность диспетчерского управления, наибольший уровень затрат наблюдается в атомной энергетике ввиду обязательного наличия двух физически независимых точек подключения к сети для обеспечения требований к безопасности. По результатам оценки исследования АЯЭ, усреднённые значения, касающиеся разных стран, находятся на уровне 0,5 доллара США за МВт·ч в случае газовой энергетике, 1 доллара США за МВт·ч в случае угольной энергетике, 2 долларов США за МВт·ч в случае атомной энергетике, 6 долларов США за МВт·ч_{ПВИЭ} в случае наземной ветроэнергетики, 14 долларов США за МВт·ч_{ПВИЭ} в случае фотоэлектрической солнечной энергетике и около 20 долларов США за МВт·ч_{ПВИЭ} в случае морской ветроэнергетики.

Издержки на выравнивание нагрузок

Несмотря на достаточную простоту определения затрат на выравнивание нагрузок, в исследованиях существуют различия, связанные с учитываемыми элементами и используемыми методологиями: 1) не во всех работах учитывается стоимость поддержания резервов на выравнивание нагрузок, 2) в разных исследованиях приводятся разные определения понятия «краткосрочности», 3) в некоторых работах для расчёта нарушений баланса применяются текущие рыночные цены, а в других — данные моделирования. Лишь в нескольких исследованиях была проведена оценка затрат, связанных с повышенным износом традиционных электростанций по причине дополнительных циклов.

В литературных источниках значения, полученные в результате оценки издержек на выравнивание нагрузок в случае ветровой энергетике, находятся в диапазоне от 1 до 7 долларов США за МВт·ч_{ПВИЭ} в зависимости от уровня внедрения и характеристик системы (Хирт, 2013 и Холтинен, 2011). В недавних исследованиях издержки на выравнивание нагрузок, касающиеся тепловых систем, оцениваются в 2–6 евро за МВт·ч_{ПВИЭ} (Хирт и др., 2015b и Холтинен, 2013), в то время как в системах с высоким уровнем гидроэнергетической мощности они значительно ниже, т. е. составляют менее 1 евро за МВт·ч_{ПВИЭ}. Тем не менее, Agha (2015) отмечает, что в исследованиях, оценивающих издержки на выравнивание нагрузок на основании рыночных данных, в целом приводятся более высокие значения по сравнению с исследованиями, опирающимися на результаты моделирования. Это отражает тот факт, что цена, которую генерирующие компании платят сегодня за нарушение баланса, часто не всегда отражает затраты. Например, издержки на выравнивание нагрузок, касающиеся ветроэнергетики в Австрии, были оценены в 11 евро за МВт·ч_{ПВИЭ} на основании рыночных данных (e3 consult, 2014). Лёвенский католический университет произвёл оценку издержек на выравнивание нагрузок в Бельгии и в странах центральной части Западной Европы при разных уровнях внедрения ПВИЭ (от 19 до 35 % фотоэлектрической солнечной и ветровой энергии). Значения издержек на выравнивание нагрузок, полученные в результате оценки, находятся в диапазоне от 2,1 до 4,7 евро за МВт·ч_{ПВИЭ} в Бельгии и от 1,4 до 3,6 евро за МВт·ч_{ПВИЭ} в странах центральной части Западной Европы (Деларю и др., 2016).

Значительно меньше опубликованных исследований посвящено издержкам на выравнивание нагрузок, касающимся фотоэлектрической солнечной энергетике, но, согласно актуальным оценкам, их уровень существенно ниже соответствующих показателей ветроэнергетики. В исследовании PV Parity (2013) издержки

18. Издержки на подключение не касаются распределённых фотоэлектрических солнечных ресурсов бытового назначения, а только крупномасштабных солнечных электростанций.

на выравнивание нагрузок, касающиеся фотоэлектрической солнечной энергетики, оцениваются в пределах 0,5–1 евро за МВт·ч_{ПВИЭ}. Наконец, повышенный износ традиционных электростанций, связанный с учащением и глубокими изменениями циклов, стал предметом интеграционного исследования, проведенного Национальной лабораторией по изучению возобновляемой энергии в США (Лью и др., 2013). В ходе исследования был сделан вывод о том, что учащение циклов электростанций приводит к лишь к незначительным дополнительным затратам, составляющим от 0,1 до 0,7 доллара США за МВт·ч электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, при уровне внедрения, равном 33 %.

Исследование EDF свидетельствует о том, что внедрение больших долей ПВИЭ (40-процентный уровень внедрения в Европе) приводит к значительному усилению влияния климатических условий и связанной с ними непредсказуемости на остаточную нагрузку. Таким образом, системе необходим значительно более высокий уровень эксплуатационных резервов для гарантии поддержания идентичного уровня надёжности сети. Однако в исследовании отсутствует количественная оценка соответствующих затрат (EDF, 2015; более подробно данный аспект освещается в разделе 2.6 ниже).

Несмотря на то, что ядерная энергетика является технологией, предусматривающей возможность диспетчерского управления, с предсказуемой (за исключением технических аварий) производительностью, в некоторой степени издержки на выравнивание нагрузок должны касаться и её. Данные затраты, составляющие менее 1 евро за МВт·ч_{ПВИЭ}, объясняются тем, что атомные электростанции представляют собой установки с наибольшей мощностью. Электроэнергетические системы должны постоянно поддерживать вращающийся резерв в соответствии с критерием N-1, что означает, что система должна быть способна продолжать подачу полной мощности даже при отказе одной из электростанций. Логично, что данные вращающиеся резервы эталонируются на самой большой электростанции в системе, в роли которой выступает атомная электростанция. При использовании реакторов меньшей мощности издержки на выравнивание нагрузок атомных электростанций, уже первоначально будучи не очень высокими, могут иметь ещё более низкий уровень.

В заключение, по самым недавним оценкам, издержки на выравнивание нагрузок ветряных электростанций в тепловых энергосистемах находятся в пределах от 2 до 6 евро за МВт·ч_{ПВИЭ}, в то время как уровень соответствующих издержек фотоэлектрических солнечных и ветряных электростанций в гидроэнергетических системах значительно ниже и составляет менее 1 евро за МВт·ч_{ПВИЭ}.

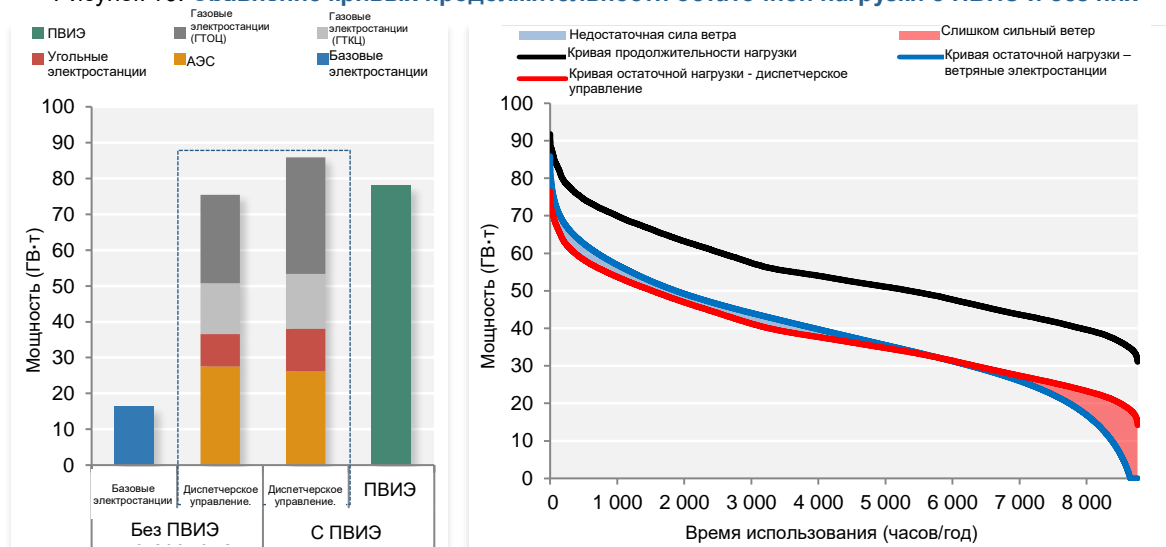
Издержки на резервирование и ценность производства электроэнергии на основе ПВИЭ

В последние годы были приложены значительные усилия для того, чтобы понять, определить и количественно выразить воздействия внедрения ПВИЭ на остаточную нагрузку, структуру генерирующих мощностей и надёжность снабжения. В долгосрочной перспективе широкое внедрение ПВИЭ приведёт к значительным изменениям традиционной структуры генерирующих мощностей с увеличением требуемой совокупной мощности, а также с переходом от базовых электростанций к пиковым и полупиковым. С точки зрения вырабатываемой электроэнергии, доля генерации базовых электростанций сокращается и заменяется пиковыми и полупиковыми электростанциями. Этот эффект показан на рис. 10, где остаточная нагрузка системы с заданной мощностью ПВИЭ (доля ветряных электростанций составляет 30 % (синяя кривая)) сравнивается с соответствующим показателем энергосистемы, в которой вырабатывается такой же объём энергии за счёт мощности, обеспечивающей базовую нагрузку (30 % спроса (красная кривая)): в разнице между данными кривыми заключается суть издержек на резервирование. В большинстве случаев стоимость обеспечения остаточной нагрузки в энергосистеме с ПВИЭ является более высокой, чем в энергосистеме, где таковые отсутствуют, и данный показатель значительно увеличивается по мере роста уровня их внедрения.

Несмотря на существование широкого консенсуса относительно воздействия внедрения ПВИЭ, количественная оценка издержек на резервирование требует значительных усилий в области моделирования, а результаты существенным образом зависят от определения большого количества параметров и предположений. Кроме того, на результаты влияют качество и точность используемых вычислительных средств. Например, методы, основанные на кривых продолжительности остаточной нагрузки, не подходят для того, чтобы надлежащим образом учитывать возможности хранения энергии, имеющиеся в энергосистеме, а также возможности регулирования спроса, тем самым, косвенно переоценивая издержки на резервирование. Более того, данные модели не позволяют должным образом описать технические ограничения в отношении манёвренности всех традиционных электростанций, а также учесть соответствующие затраты, что ведёт к заниженной оценке издержек на резервирование. Данные ограничения преодолеваются, по крайней мере частично, с помощью более сложных средств моделирования, основанных на моделях с возможностью диспетчерского управления и выбора состава работающего оборудования электростанций.

Кроме того, в большинстве исследований были предприняты попытки оценить снижение ценности генерации ПВИЭ с увеличением уровня внедрения ПВИЭ, которая часто выражается в качестве доли ценности производства электроэнергии базовой нагрузки, в то время как лишь несколько авторов приводят результаты непосредственной оценки издержек на резервирование. Как было указано выше, эти два показателя главным образом описывают один и тот же эффект, а результаты различных исследований согласуются в этом отношении; однако, трудно объяснить однозначно оценку «ценности» генерации ПВИЭ с точки зрения «издержек на резервирование» и наоборот.

Рисунок 10. Сравнение кривых продолжительности остаточной нагрузки с ПВИЭ и без них



Источник: по материалам АЯЭ, 2012.

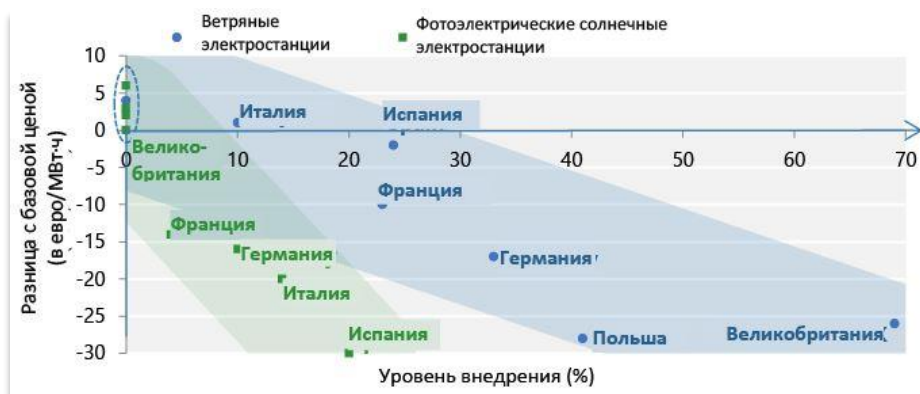
В литературе мало примеров оценки издержек на резервирование, но все они свидетельствуют о том, что такие затраты достигают значительной величины, особенно при высоких уровнях внедрения ПВИЭ: в случае ветроэнергетики АЯЭ и МЭА представили очень схожие результаты оценки, полученные с помощью модели, основанной на кривой продолжительности остаточной нагрузки; значения находятся в диапазоне от 4 до 10 долларов США за МВт·ч_{ПВИЭ} при уровнях внедрения, составляющих 10 и 30 % (МЭА, 2014 и АЯЭ, 2012). В случае фотоэлектрической солнечной энергетики наблюдается более широкий спектр полученных значений, что, вероятно, отражает анализ различных систем: при двух уровнях внедрения, составляющих 10 и 30 %, по оценкам МЭА, значения находятся в диапазоне от 4 до 15 долларов США за МВт·ч_{ПВИЭ}, в то время как значения, полученные АЯЭ, находятся в диапазоне от 13 до 26 долларов США за МВт·ч_{ПВИЭ}. Другие значения издержек на резервирование были получены в результате оценки с помощью модели, предусматривающей возможность диспетчерского управления, (Хирт, 2013) или путём изучения литературы (Иккердт и др., 2013). При очень низких уровнях внедрения (несколько процентов от спроса) уровень предельных издержек на резервирование незначителен и они могут иметь как положительные, так и отрицательные значения, в зависимости от степени корреляции между генерацией ветряных электростанций и спросом. В случае ветроэнергетики при уровне внедрения, составляющем 30 %, предельные издержки на резервирование оцениваются в 30 евро за МВт·ч_{ПВИЭ} в отношении Германии и от 14 до 35 евро за МВт·ч_{ПВИЭ} в случае стран Северо-Западной Европы. В целом значения долгосрочных издержек на резервирование в случае ветроэнергетики при уровне внедрения, составляющем 30 %, полученные в результате углубленного анализа около 30 исследований, посвященных издержкам на резервирование, находятся в диапазоне от 15 до 25 евро за МВт·ч_{ПВИЭ} (Хирт, 2013). В случае фотоэлектрической солнечной энергетики в большинстве исследований представлена непосредственным образом рассчитанная стоимость производства электроэнергии за счёт использования солнечной энергии без отдельной оценки издержек на резервирование. Значения издержек на резервирование, полученные в результате оценки, выполненной Лёвенским католическим университетом (Деларю и др. 2016), находятся в диапазоне от 3,3 до 8,4 евро за МВт·ч_{ПВИЭ} в отношении Бельгии и от 6,5 до 12,6 евро за МВт·ч_{ПВИЭ} в случае стран центральной части Западной Европы, при условии, что общие уровни внедрения фотоэлектрической солнечной и ветровой энергии находятся в пределах от 19 % до 35 %.

Во многих исследованиях¹⁹ представлены аналогичные заключения, которые основаны на концепции «ценности энергии на основе ПВИЭ» по сравнению с технологией базовой нагрузки: она выражается либо в относительных показателях как соотношение рыночной цены на электроэнергию, вырабатываемую ПВИЭ, и средней цены на электроэнергию, производимую технологией базовой нагрузки; либо в абсолютных показателях как разница между этими двумя ценами (пример выражения в абсолютных показателях представлен на рис. 11). Рыночная стоимость электроэнергии на основе ПВИЭ подразумевает общую сумму дохода, получаемого электростанцией, работающей на ПВИЭ, на рынке при условии, что цена на электроэнергию равна стоимости используемой предельной технологии. Исходя из гипотезы идеального рынка, эта цена отражает ценность произведённой электроэнергии для системы. Рыночная стоимость первой единицы электроэнергии, произведённой ПВИЭ, может быть выше или ниже базовой цены на электроэнергию в зависимости от степени корреляции между генерацией ПВИЭ и спросом; обычно значения такой корреляции положительны в случае фотоэлектрической солнечной энергетики, поскольку, как правило, спрос

19. С примерами можно ознакомиться в следующих работах: Фрипп и др. (2008), Гилмор и др. (*Gilmore et al.*) (2014), MIT (2015), Кло и др. (*Ciò et al.*) (2015), Грин и Леутье (*Green and Léautier*) (2015), Левин и Боттеруд (*Levin and Botterud*) (2015), Сиварам и Канн (*Sivaram and Kann*) (2016), Денхолм и др. (*Denholm et al.*) (2016), Хирт (2016а), Велиш и др. (*Welisch et al.*) (2016), Винклер и др. (*Winkler et al.*) (2016).

на электроэнергию в течение дня, когда фотоэлектрические солнечные электростанции производят электроэнергию, является более высоким. Однако рыночная стоимость электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, быстро снижается по мере их внедрения. Этот эффект вызван тем фактом, что производитель электроэнергии на основе ПВИЭ вероятнее всего будет вырабатывать электроэнергию в то же время, что и другие производители электроэнергии, использующие ПВИЭ, тем самым снижая ценность электроэнергии. И наоборот, цены на электроэнергию, как правило, имеют более высокий уровень в отсутствие генерации электростанциями на основе ПВИЭ, так как предложение электроэнергии на рынке снижается. Все изученные исследования показывают, что рыночная стоимость электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, значительно уменьшается по мере роста уровня их внедрения и степень такого снижения является более значительной в случае фотоэлектрической солнечной энергетики по сравнению с ветроэнергетикой, поскольку выработка фотоэлектрических солнечных электростанций сконцентрирована лишь в течение нескольких часов в сутки.

Рисунок 11. **Ценность электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, в сравнении с базовой ценой по странам**



Источник: EDF, 2015.

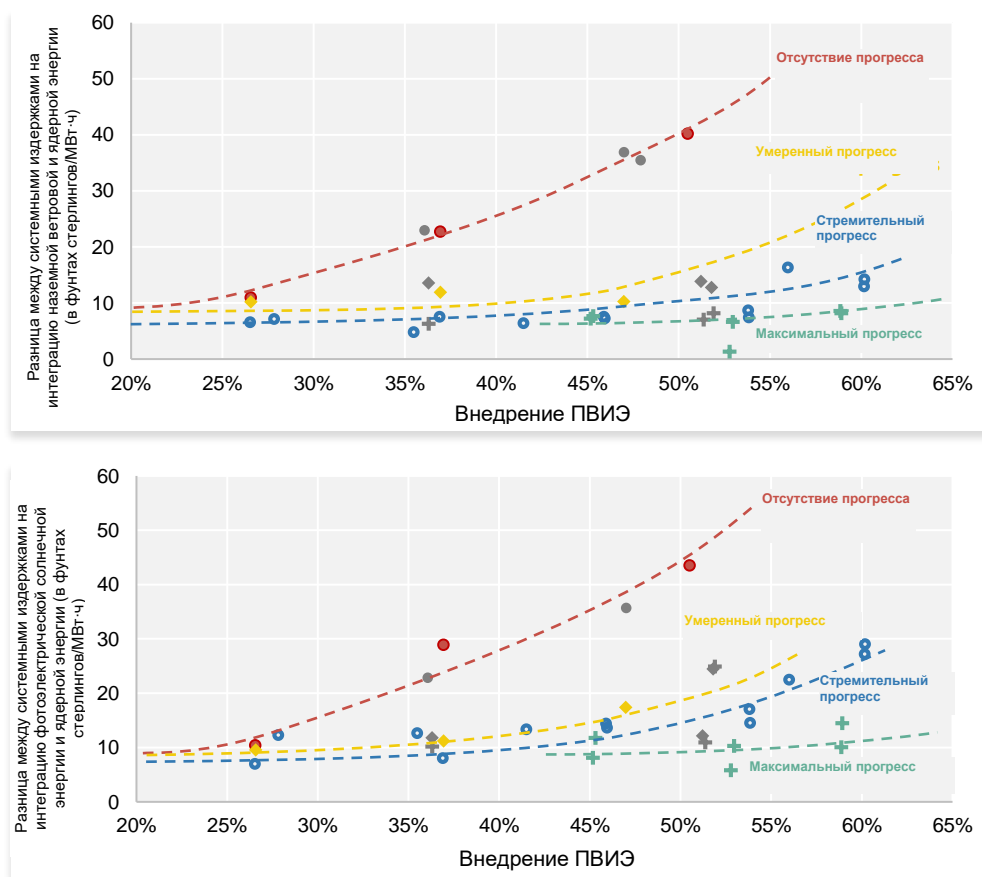
Примечание. Данный график демонстрирует различия между годовой ценой на электроэнергию, вырабатываемую в базовом режиме, рассчитанной как усреднённая во времени предельная системная стоимость, и рыночными доходами, получаемыми ветряными и фотоэлектрическими солнечными электростанциями.

Французская энергетическая компания EDF (2015) провела всестороннее исследование в целях анализа технических и экономических последствий внедрения 40 % ПВИЭ в масштабах Европы. Результаты подтверждают, что разница по сравнению с ценой на электроэнергию, вырабатываемую в базовом режиме, является незначительной в случае первого мегаватта, произведённого установленными мощностями, использующими ветровую или фотоэлектрическую солнечную энергию, и находится в диапазоне от +6 евро до -1 евро за МВт·ч_{ПВИЭ} в зависимости от особенностей конкретных стран. Напротив, этот разрыв становится важным, когда достигается поставленная цель, при которой доля ПВИЭ в масштабах Европы составляет 40 %. Тенденции, характерные для конкретных стран, в отношении фотоэлектрической солнечной энергетики и ветроэнергетики представлены на рис. 11. Аналогичные результаты, полученные посредством моделирования, касающегося нескольких стран континентальной Европы (Бельгия, Германия, Нидерланды, Польша и Франция), были представлены в работе Хирта (2013). Коэффициент ценности ветровой энергии, изначальное значение которого на 10 % превышает рыночную цену, значительно уменьшается, падая до уровня 65 % от цены на электроэнергию, вырабатываемую в базовом режиме, при уровне внедрения, составляющем 30 %. Данные числовые результаты подтверждаются при обзоре исследований и анализе исторических данных различных европейских рынков. Более поздний анализ показывает, что уровень снижения коэффициента ценности немного меньше того, который наблюдался в случае более манёвренных систем со значительной долей гидроресурсов (Хирт, 2016а). Более существенные спады характерны для фотоэлектрической солнечной энергетики, где коэффициент ценности уменьшается более значительным образом, приближаясь к уровню 60 % от цены на электроэнергию, вырабатываемую в базовом режиме, при степени внедрения, составляющей 15 % (Хирт, 2015с). Количественный анализ, выполненный в рамках настоящего исследования, подтверждает данную тенденцию (см. главу 3): в высокоманёвренной системе коэффициент ценности в случае наземной ветроэнергетики достигает 80 % и 70 % от цены на электроэнергию, вырабатываемую в базовом режиме, при уровне внедрения, составляющем 30 % и 40 %. Коэффициент ценности в случае фотоэлектрической солнечной энергетики достигает 60 % от цены на электроэнергию, вырабатываемую в базовом режиме, при уровне внедрения, составляющем 12,5 %, и ценность резко снижается до 30 % при достижении уровня внедрения, равного 20 %.

Всестороннее исследование издержек на интеграцию (системных издержек) ПВИЭ в Великобритании было предпринято Имперским Колледжем Лондона в 2016 году (Штрбац и Аунеди, 2016). В отличие от других работ, указанных выше, данное исследование содержит расчёты совокупных системных издержек, связанных с использованием ПВИЭ, полученные путём сложения трёх определённых выше компонентов, но их разбивка не приводится. Кроме того, исследование содержит расчёты предельных системных издержек, касающиеся системы, в которой последний (предельный) блок ПВИЭ заменяется на ядерный. Представленные результаты касаются эталонного сценария с разными уровнями внедрения ПВИЭ (в соответствии с разными заданными

годами и уровнями интенсивности выбросов углекислого газа в системе). В таких эталонных сценариях значения системных издержек в случае наземной и морской ветровой энергетики находятся в диапазоне от 10 до 16 долларов США за МВт·ч²⁰ при совмещённой доле производства электроэнергии, равной 13 и 40 % соответственно. В случае фотоэлектрических солнечных электростанций значения системных издержек находятся в диапазоне от 13 до 19 долларов США за МВт·ч при уровне внедрения, находящегося в пределах от 2,5 до 5,5 %. В исследовании указывается на то, что ключевым параметром, определяющим уровень системных издержек, является наличие в системе средств обеспечения манёвренности, касающихся новых возможностей хранения, дополнительных межсистемных связей и регулирования спроса. Несколько сценариев с различными уровнями манёвренности были, таким образом, сопоставлены с эталонным сценарием на 2030 год. Диапазон издержек на интеграцию в систему очень широк: в случае наземных ветряных электростанций значения находятся в пределах от 54 долларов США за МВт·ч_{ПВИЭ} (отсутствие манёвренности) до 9,7 доллара США за МВт·ч_{ПВИЭ} (максимальный уровень манёвренности); для сравнения: в эталонном сценарии соответствующий показатель находится на уровне 10,1 доллара США за МВт·ч_{ПВИЭ}. В случае морских ветряных электростанций системные издержки находятся в пределах от 65 до 7,5 доллара США за МВт·ч_{ПВИЭ} в сравнении с эталонным значением, равным 10,5 доллара США за МВт·ч_{ПВИЭ}. Наконец, системные издержки в случае фотоэлектрических солнечных электростанций находятся в пределах от 59 до 11 долларов США за МВт·ч_{ПВИЭ} в сравнении с 19 долларами США за МВт·ч_{ПВИЭ} в эталонном сценарии. Результаты исследования системных издержек, проведённого Имперским Колледжем Лондона, представлены на рис.12 и касаются наземных ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций.

Рисунок 12. Системные издержки ветряных электростанций (сверху) и фотоэлектрических солнечных электростанций (снизу) как функция уровня внедрения и улучшения манёвренности



Источник: Штрбац и Аунеди, 2016.

Примечание. Разные цвета соответствуют разным предположениям об уровне манёвренности системы, от «отсутствия прогресса» до «максимального прогресса».

20. Исходные результаты были переведены в доллары США по курсу 1,35 доллар США/1 фунт стерлингов.

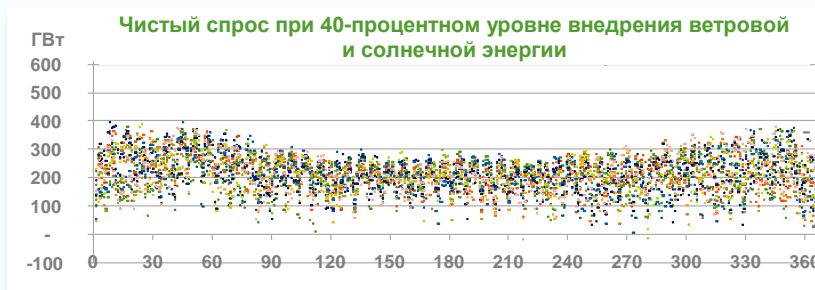
Вставка 2.3. Остаточная нагрузка становится более зависимой от погодных условий и демонстрирует значительные межгодовые изменения

Даже при анализе данных, агрегированных в масштабах континента, наблюдаются значительные изменения в объёме производства электроэнергии на основе ПВИЭ в разных временных рамках: колебания в пределах очень коротких временных отрезков, суточные и сезонные колебания, а также межгодовые колебания, т.е. изменения в годовом объёме производства электроэнергии в разные годы. Данное явление в масштабах Европы отображено в разделе 2.2 (см. рис. 2). В случае необходимости достижения значительных уровней внедрения ПВИЭ изменчивость выработки электроэнергии с использованием ПВИЭ оказывает непосредственное воздействие на остаточную нагрузку, которая также становится всё более изменчивой, менее предсказуемой и зависимой от климатических условий. Усугубление изменчивости и зависимости от климатических условий также оказывает значительные воздействия в разном временном выражении.

В рамках исследования EDF был проведён анализ колебаний производства электроэнергии на основе ПВИЭ и соответствующих изменений остаточного спроса в европейской системе с уровнем внедрения ПВИЭ, равным 40 %, за 30-летний период (EDF, 2015). Значительные кратковременные колебания остаточного спроса на электроэнергию учащаются, а их максимальная амплитуда имеет более высокие значения по сравнению со спросом. В исследовании констатируется увеличение в два раза количества случаев почасового возрастания, превышающего 20 ГВт, и случаев убывания, находящихся ниже отметки -10 ГВт. Экстремальные почасовые колебания, превышающие 70 ГВт, не наблюдаются в случае спроса, но могут иметь место в случае остаточного спроса. Объём электроэнергии, вырабатываемой на основе ПВИЭ в масштабах Европы, может изменяться на 5 ТВт·ч в разные климатические годы в зависимости от погодных условий. Такое колебание эквивалентно суточному изменению мощности примерно на 200 ГВт, т.е. составляет 90 % остаточного спроса на электроэнергию (см. рис. ниже). Для сравнения: максимальная разница в спросе на электроэнергию в разные годы, связанная с температурными условиями, не превышает 2 ТВт·ч в зимнее время и составляет приблизительно 0,7 ТВт·ч при усреднении в масштабах целого года.

Внедрение большой доли ПВИЭ ведёт к значительному увеличению зависимости остаточной нагрузки от климатических условий, а также к сопутствующей краткосрочной неопределённости и предсказуемости в среднесрочной перспективе. В исследовании содержится вывод о том, что для решения этой проблемы системе потребуется значительное увеличение эксплуатационных резервов, однако количественной оценки экономического воздействия не производится.

Межгодовые колебания остаточного спроса (среднесуточный спрос, ГВт)



Источник: EDF, 2015.

Внутригодовые колебания производства электроэнергии на основе ПВИЭ и прочих ВИЭ (возобновляемых источников энергии) также непосредственно влияют на уровень оптовых рыночных цен на электроэнергию и на изменчивость доходов всех генерирующих предприятий. Например, в течение определённого года производство электроэнергии на основе ветровой энергии может изменяться на ± 15 –20 % относительно среднего уровня. Аналогичным образом уровень производства электроэнергии с использованием гидроресурсов сильно колеблется от года к году в зависимости от количества осадков («влажный год» или «сухой год»). Во «влажный» год с большим объёмом ветровой генерации средняя цена на электроэнергию снижается и все генерирующие предприятия имеют меньшие доходы от продаж на рынке электроэнергии. И наоборот, уровень цен и доходов является более высоким в годы пониженного производства электроэнергии ветряными электростанциями и гидроэлектростанциями, характеризующимися низким уровнем предельных издержек. Масштабы такого воздействия возрастают с увеличением совокупной доли внедряемых ветровых и водных ресурсов. Несмотря на тенденцию к уравниванию в различные климатические годы, растёт изменчивость доходов и, следовательно, увеличивается и инвестиционный риск для участников рынка. Некоторые количественные оценки указанных воздействий приводятся в отчёте АЯЭ (2012): см. приложение 7.Б).

Степень адекватности системы производства электроэнергии и понятие фактической мощности

Степень адекватности электроэнергетической системы отражает способность удовлетворять будущий спрос в любое время с учётом колебаний спроса и предложения, разумно ожидаемых отключений компонентов системы, а также прогнозируемого строительства и вывода из эксплуатации генерирующих мощностей. Ни один из компонентов электроэнергетической системы не может гарантировано находиться в рабочем состоянии в любой момент, так как электростанции и другие составляющие имеют периоды технического обслуживания и постоянно существует риск технической неисправности одного или нескольких элементов системы. Следовательно, на практике ни одна энергосистема не может гарантировать обеспечение требуемой нагрузки в полном объёме при любых обстоятельствах. Чтобы не выходить за рамки допустимых с экономической точки зрения пределов, большинство энергосистем работает с заданным уровнем надёжности, отражающим приемлемую вероятность того, что некоторый объём нагрузки будет непокрыт в течение некоторых периодов. Таким образом, в отношении генерирующих мощностей, все энергосистемы поддерживают общий объём мощности, превосходящий ожидаемый максимальный уровень спроса на определённую долю, называемую предельным резервом мощности.

В отношении генерирующих предприятий, фактическая мощность часто используется для измерения относительного объёма мощности, которую электростанция может надёжным образом обеспечить. Фактическая мощность электростанции определяется как добавочная нагрузка, которая может быть покрыта после внедрения дополнительного блока конкретной технологии генерации в систему при сохранении идентичного уровня надёжности (Кин и др. (*Keane et al.*), 2011). Как бы то ни было, на практике эффективный расчёт фактической мощности электростанции является весьма сложной задачей, требующей применения продвинутого стохастического моделирования и подробного описания всей электроэнергетической системы.

Фактическая мощность обычно выражается в процентах от номинальной мощности электростанции: в случае электростанции с установленной мощностью 500 МВт фактическая мощность, равная 60 %, означает, что статистически электростанция может стабильно обеспечить мощность, составляющую 300 МВт. Интуитивно (и упрощённо) фактическая мощность может рассматриваться как способность электростанции находиться в работоспособном состоянии, когда она больше всего требуется системе, т. е. обычно при самых высоких уровнях нагрузки. К тому же, при очень схематичном подходе без учёта технологических услуг, можно сказать, что каждое генерирующее предприятие выполняет две главные функции в системе: выработку электроэнергии в течение определённого временного отрезка, например, в течение года, и предоставление мощности, когда это больше всего необходимо системе. Коэффициент нагрузки представляет собой непосредственную единицу измерения первой функции, в то время как фактической мощностью измеряется вклад каждой электростанции в обеспечение второй функции, т. е. в обеспечение способности производить электроэнергию, когда это больше всего необходимо системе. Следовательно, соотношение фактической мощности и коэффициента нагрузки представляет собой более значимый показатель при сравнении разных технологий производства электроэнергии.

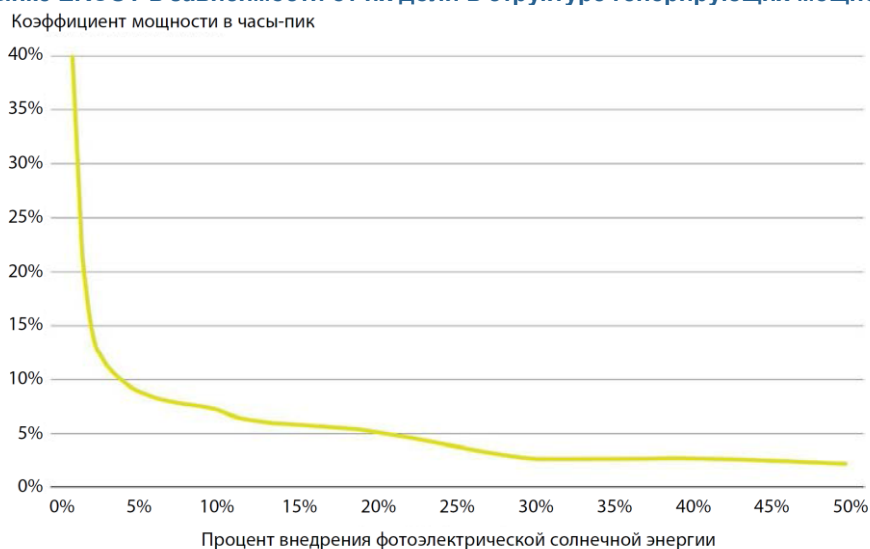
Обычно фактическая мощность электростанций, предусматривающими возможность диспетчерского управления, имеет величину, равную или превышающую максимальный достижимый коэффициент нагрузки (иногда называемый коэффициентом готовности), поскольку плановые остановки обычно имеют место в периоды незначительного спроса на электроэнергию, в то время как электростанции поддерживаются в работоспособном состоянии в периоды высокого спроса. Однако коэффициент нагрузки электростанций, предусматривающих возможность диспетчерского управления, важным образом отличается в зависимости от их роли в общей электроэнергетической системе: высокий коэффициент нагрузки говорит о том, что электростанции обеспечивают базовую нагрузку, он может быть очень низким в случае пиковых электростанций. В этой связи соотношение фактической мощности и коэффициента нагрузки указывает на роль электростанции в системе. Более высокое значение характеризует пиковую электростанцию, способную подавать энергию в случае необходимости: роль такой электростанции заключается в основном в обеспечении «мощности» системы. Значение, близкое к единице, характеризует электростанцию, работающую в режиме базовой нагрузки, главная цель которой — производство электроэнергии.

При сравнении с технологиями, предусматривающими возможность диспетчерского управления, значения фактической мощности электростанций на основе ПВИЭ и соотношения с коэффициентом нагрузки находятся в более широком диапазоне, что отражает разницу в степени участия в обеспечении адекватности системы и в услугах, которые могут быть оказаны системе. В целом уровень фактической мощности дополнительных объектов, использующих ПВИЭ, зависит от нескольких параметров, таких как степень корреляции с периодами пиковой (чистой) электрической нагрузки, изменчивость генерации и заданный уровень надёжности энергоснабжения.

При очень низких уровнях внедрения фактическая мощность электростанций, использующих ПВИЭ, имеет широкий диапазон значений, главным образом отражающий степень корреляции между производительностью и пиковым спросом. В то время как значения фактической мощности ветряных электростанций обычно близки к значениям коэффициента нагрузки, значения фактической мощности фотоэлектрических солнечных электростанций могут находиться в более широком диапазоне. Как сообщается, фактическая мощность фотоэлектрических солнечных электростанций достигает 38 % (PJM, 2010) в особо благоприятных случаях и может быть близкой к нулю при низком уровне производительности или даже нулевой в периоды пикового спроса (например, если пиковый спрос наблюдается в вечернее время). Зарегистрированные значения фактической мощности ветряных электростанций находятся в диапазоне от 40 до 5 % от установленной мощности, в зависимости от уровня внедрения и энергосистемы (Холтинен, 2013). Федеральное сетевое агентство Германии (Bundesnetzagentur) применяет нулевое значение фактической мощности фотоэлектрических солнечных электростанций при расчётах уровня надёжности.

Особое отличие электростанций на основе ПВИЭ заключается в том, что их фактическая мощность снижается с увеличением уровня их внедрения, так как любая новая установка, использующая ПВИЭ, добавляемая в систему, имеет, как правило, более низкую фактическую мощность по сравнению с существующими электростанциями. Фактическая мощность такого дополнительного блока, использующего ПВИЭ, зависит от того, совпадает ли его производительность с периодами пиковой остаточной нагрузки²¹. Первоочередную важность имеет следующее явление: чем выше уровень ПВИЭ в системе, тем чаще наблюдаются случаи пиковой остаточной нагрузки в периоды низкой генерации ветряных или фотоэлектрических солнечных электростанций. Поскольку производство дополнительного объема электроэнергии на основе ПВИЭ происходит в то же время, что и производство электроэнергии существующими электростанциями, использующими ПВИЭ, добавление в систему большего количества таких источников оказывает незначительное влияние на увеличение производительности в эти часы. Таким образом, фактическая мощность электростанций на основе ПВИЭ уменьшается с уровнем внедрения ПВИЭ, что свидетельствует об увеличении степени корреляции с их собственной выработкой электроэнергии²². Снижение фактической мощности с увеличением уровня внедрения в случае фотоэлектрических солнечных электростанций происходит более резко, чем в случае ветряных электростанций, так как по достижении определенного уровня внедрения любое увеличение мощности фотоэлектрической солнечной электростанции не влияет на понижение остаточной пиковой нагрузки. Данное явление отображено на рис. 13 на примере фотоэлектрических солнечных электростанций в системе ERCOT²³ (Совет по надёжности энергоснабжения штата Техас), характеризующейся очень благоприятной корреляцией между пиковым спросом и производством электроэнергии посредством использования фотоэлектрической солнечной энергии.

Рисунок 13. **Предельная фактическая мощность фотоэлектрических солнечных электростанций на рынке ERCOT в зависимости от их доли в структуре генерирующих мощностей**



Источник: Министерство энергетики США, 2017b.

В заключение, вследствие изменчивости ПВИЭ электростанции, использующие такие источники, имеют меньшую фактическую мощность, особенно при высоких уровнях внедрения по сравнению с электростанциями на основе технологий, предусматривающих возможность диспетчерского управления. Так, электростанции на основе ПВИЭ играют, как правило, гораздо менее важную роль в обеспечении адекватности системы, чем электростанции, предусматривающие возможность диспетчерского управления, поскольку только часть их потенциальной выработки несомненно будет иметь место в периоды пикового спроса. Соответственно, система нуждается в других ресурсах, чтобы компенсировать пониженный вклад в обеспечение адекватности

21. На начальной стадии развёртывания ПВИЭ значения нагрузки и остаточной нагрузки одинаковы. Однако с ростом уровня внедрения фактическая мощность дополнительного объекта генерации на основе ПВИЭ определяется по его роли в периоды остаточной пиковой нагрузки, которая может наблюдаться в периоды, отличные от периодов самой пиковой нагрузки. Причины этого явления заключаются в том, что при высокой доле ПВИЭ периоды дефицита мощности, как правило, во всё более возрастающей степени обусловлены отсутствием генерации ПВИЭ, а не уровнем спроса на электроэнергию.
22. Графическое объяснение данного явления приведено в публикациях ОЭСР, 2015: с. 176; АЯЭ, 2012: с. 112 и МЭА, 2014: с. 75.
23. ERCOT (Совет по надёжности энергоснабжения штата Техас) является независимым системным оператором в штате Техас (США) и обслуживает более 25 млн потребителей.

системы и поддерживать заданный уровень надёжности системы. Такой же вывод обеспечивается анализом соотношения фактической мощности и коэффициента нагрузки, которое обычно намного ниже единицы в случае электростанций на основе ПВИЭ, что свидетельствует о том, что электростанции, использующие ПВИЭ, имеют более значимую роль в системе с точки зрения производства электроэнергии, чем с точки зрения обеспечения стабильного уровня мощности.

Вставка 2.4. Стоимость манёвренной эксплуатации тепловых электростанций²⁴

Несколько исследований, посвящённых интеграции ПВИЭ, и эмпирические наблюдения показали, что внедрение ПВИЭ неизбежно ведёт к растущей необходимости в манёвренности электроэнергетической системы, а также к дополнительным требованиям, предъявляемым к циклам традиционных тепловых энергоблоков. Объём таких требований значительно расширяется с ростом уровня внедрения ПВИЭ: по мере того, как остаточная нагрузка становится всё более изменчивой и менее предсказуемой, возрастают требования к резервированию. В случае тепловых электростанций более манёвренная эксплуатация означает более частые и резкие градиенты мощности, учащение остановов и запусков, а также периодов эксплуатации в режиме частичной нагрузки или эксплуатацию при таких уровнях мощности, когда эффективность преобразования энергии имеет пониженный по сравнению с оптимальным уровень. Однако вопрос технических и экономических последствий более манёвренной эксплуатации редко затрагивается в научных публикациях и только в нескольких исследованиях была произведена оценка затрат, связанных с увеличением износа традиционных электростанций по причине дополнительных циклов. Данные издержки лишь в редких случаях (и только частично) включаются в экономический анализ.

Циклическая работа оказывает разрушающий эффект на агрегаты. Когда энергоблок работает в режиме изменяющейся мощности, в различных компонентах появляются разные виды напряжений, что может привести к повреждению. В процессе останова и запуска электростанции котёл, паропроводы, турбина и вспомогательное оборудование испытывают мощную температурную нагрузку и сильные напряжения, вызванные давлением, что увеличивает интенсивность отказов элементов оборудования, испытывающих максимальные нагрузки, особенно высокотемпературных компонентов, подверженных взаимодействию процессов ползучести и усталости. Сокращение срока службы компонентов приводит к учащению вынужденных остановов, дополнительным издержкам на техническое обслуживание для замены компонентов, в результате чего может быть сокращён запланированный жизненный цикл электростанции. Данные воздействия могут быть не сразу замечены оператором электростанции и циклическая эксплуатация может не считаться их причиной. В отчёте Министерства энергетики США (2017b) отмечается, что данные воздействия могут влиять на финансовую устойчивость генерирующих предприятий и что отсутствие учёта полных издержек на циклическую эксплуатацию может привести к неоптимальным решениям, касающимся выбора состава работающего оборудования и диспетчерского управления. Кроме того, циклическая эксплуатация приводит к прочим «прямым» издержкам для оператора электростанции, однако в целом эти издержки широко известны и отражены в решениях, касающихся состава работающего оборудования: издержки на запуск, т.е. издержки на дополнительное топливо, издержки, касающиеся выбросов углекислого газа и вспомогательных услуг, связанных с каждым запуском. Кроме того, эксплуатация на уровне мощности, выходящей за пределы диапазона, предусмотренного при разработке и оптимизации электростанции, негативно влияет на КПД тепловой электростанции, что приводит к росту издержек на топливо и объёма выбросов углекислого газа.

В то время как доступные технические данные о циклической эксплуатации тепловых электростанций существуют в большом количестве (например, см. исследования АЯЭ, 2011, и Ван Ден Берга (*Van Den Bergh*), 2015), соответствующей информации по экономическим издержкам в открытом доступе значительно меньше. Всесторонний анализ, основанный на опыте эксплуатации нескольких сотен электростанций в США, был проведён Intertek APTECH для Национальной лаборатории по изучению возобновляемой энергии США в целях оценки издержек, касающихся циклической, в отношении разных типов угольных и газовых электростанций (NREL, 2012)²⁵. Результаты оценки значимым образом отличаются в зависимости от типа и размера электростанции, её возраста, от того, была ли она разработана с учётом возможностей более манёвренной эксплуатации или только для работы в базовом режиме нагрузки, а также от истории и процедур эксплуатации и технического обслуживания. Также в отчёте Министерства энергетики США (2017b) предусматривается возможность модернизации электростанции в целях улучшения параметров, касающихся циклической эксплуатации. Меньший объём информации доступен в отношении атомных электростанций, поскольку такие объекты предназначались для работы в режиме базовой нагрузки, а их циклическая эксплуатация разрешена только в нескольких странах. Однако в некоторых странах атомные энергоблоки разрабатывались с учётом возможностей манёвренной эксплуатации и их уровни манёвренности близки к соответствующим показателям угольных электростанций. С экономической точки зрения в разных исследованиях наблюдалось снижение коэффициента готовности атомных электростанций, работающих в режиме следования за нагрузкой, от 0,7 до 1,8 %, в то время как никакого статистически значимого воздействия на скорость повреждения ТВЭЛов или на основные компоненты отмечено не было (АЯЭ, 2011 и 2012).

24. Содержание данной вставки основано на исследованиях Ван Ден Берга (2015); NREL (2012); Лью (2013) и Министерства энергетики США (2017b).
25. Данный анализ предусматривает оценку как нижних, так и верхних границ издержек, связанных с циклической эксплуатацией, однако, к сожалению, в открытом доступе есть информация только по первым.

Вставка 2.4. Стоимость манёвренной эксплуатации тепловых электростанций (продолжение)

Лишь в рамках немногих исследований были предприняты попытки оценки издержек, связанных с увеличением износа традиционных электростанций по причине внедрения ПВИЭ. В рамках интеграционного исследования, проведённого Национальной лабораторией по изучению возобновляемой энергии в США, был сделан вывод о том, что 33-процентный уровень внедрения ПВИЭ приводит к увеличению стоимости циклической эксплуатации на 13–24 %. Тем не менее, учащение циклов эксплуатации привело к совокупным дополнительным издержкам очень низкого уровня: при уровне внедрения, равном 13 %, полученные в результате оценки значения дополнительных издержек, связанных с производством на основе ПВИЭ, находятся в пределах от 0,4 до 1,0 доллара США за МВт·ч_{ПВИЭ}. К большому удивлению, при более высоком уровне внедрения ПВИЭ, равном 33 %, удельная стоимость интеграции снижается до 0,1–0,4 доллара США за МВт·ч_{ПВИЭ} (Лью и др., 2013).

2.6. Воздействие на надёжность электроэнергетической системы

Внедрение электростанций, использующих ПВИЭ, в электроэнергетическую структуру и последующее преобразование структуры генерирующих мощностей вместе с изменением схем использования электроэнергии потребителями влияют на эксплуатационные процедуры, обеспечивающие надёжность электроэнергетической системы. До настоящего момента операторам удавалось учитывать данные факторы путём улучшения и модернизации сети и способа её эксплуатации, однако растёт уровень озабоченности по поводу влияния высоких уровней внедрения ПВИЭ на надёжность системы в целом. Среди основных факторов, способствующих усилению отказоустойчивости сети²⁶, — растущие возможности, предоставляемые информационными технологиями и аналитическими средствами, улучшение инструментов прогнозирования, касающихся генерации ПВИЭ, принятия более оптимальных норм внедрения и требований к ПВИЭ и усовершенствование рынков электроэнергии.

Надёжность электроэнергетической системы может определяться как её способность удовлетворять спрос на электроэнергию в любое время с высоким уровнем постоянства и качества. Концепция надёжности действует в разных временных рамках и охватывает концепции безотказности и адекватности системы. Безотказность системы (или эксплуатационная надёжность) — это способность выдерживать неожиданные кратковременные нарушения режима, такие как эксплуатационные отказы при передаче, непредвиденные отключения генерирующих блоков, изменения условий нагрузки и прочие нештатные ситуации, а также ошибки персонала. Адекватность системы связана со способностью системы удовлетворять нагрузку в значительно более длительной перспективе с учётом прогнозируемого спроса, планового вывода из эксплуатации отработавшей инфраструктуры и строительства новых активов. Понятие адекватности объединяет как способность вырабатывать энергию, необходимую потребителями (адекватность выработки), так и способность доставлять её к существующим точкам потребительской нагрузки (адекватность передачи).

Много работ в последнее время было посвящено анализу общей надёжности и отказоустойчивости будущих электроэнергетических систем, характеризующихся быстрым распространением переменчивых возобновляемых ресурсов. В отношении этих очень важных и технически сложных вопросов было опубликовано и находится в работе множество исследований (например, Деларю и др., 2016; Министерство энергетики США, 2017b; EDF, 2015; МЭА, 2014 и 2016; Шакур и др. (*Shakoor et al.*), 2017; Штрбац и др., 2012 и 2015). Некоторые аспекты описываются ниже в целях разъяснения данных вопросов и без каких-либо попыток дать их денежное выражение.

Сравнение синхронной и асинхронной генерации электроэнергии

Все тепловые электростанции и некоторые электростанции, использующие возобновляемые ресурсы, объединяет схожий основной принцип: они преобразуют механическую энергию вращательного движения, получаемую из различных источников, в электрическую энергию и подключены к сети посредством прямого электромеханического устройства. Каждый генератор в одной и той же синхронной системе вращается

26. Институт инженеров электротехники и электроники (IEEE) использует следующее рабочее определение «отказоустойчивости» электроэнергетической системы: «Способность выдерживать и сокращать масштабы и/или длительность разрушительных событий, что включает в себя способность предвидеть такое событие, выдержать его, адаптироваться к нему и/или быстро восстановиться после него» (IEEE, 2018).

с одинаковой скоростью, соответствующей частоте системы (50 или 60 Гц в странах-членах ОЭСР). По этой причине данные технологии называются «синхронными». Тяжёлые вращающиеся компоненты, подсоединённые к валу синхронного генератора (роторы, турбины и др.) накапливают большой объём кинетической энергии и, таким образом, обеспечивают физическую инерцию в системе²⁷. Со своей стороны, ветряные и фотоэлектрические солнечные электростанции подключаются к системе посредством силовых электронных преобразователей или инверторов. Такие технологии называют «асинхронными» для того, чтобы отличать их от традиционных «синхронных» технологий. Отсутствие связи с системой посредством прямого электромеханического устройства ограничивает возможности асинхронных технологий в части обеспечения важных функций в системе, таких как инерция и реактивная мощность^{28, 29}.

Совокупная инерция в системе непосредственно воздействует на её динамическую безотказность. Объём энергии, необходимый для изменения скорости вращающихся элементов и, следовательно, частоты синхронной системы, прямо пропорционален их массе (и квадрату их радиуса), т. е. их инерции. Как следствие, одинаковый уровень дисбаланса спроса на электроэнергию и предложения будет оказывать большее воздействие на частоту системы с низкой инерцией, чем на систему с высокой инерцией. Таким образом, инерция помогает поддерживать стабильный уровень частоты в сети, замедляя скорость падения частоты после значительного события в системе (отключение или отказ крупного генератора) и обеспечивает больший временной отрезок на восстановление частоты до необходимого уровня. Аналогичным образом инерция ограничивает скачок частоты после отключения крупного приёмника. Более подробная информация о важности инерции в энергосистемах и других соответствующих показателях содержится в публикациях, список которых приводится в конце данной главы (Тиленс и Ван Гертем (*Thielens and Van Hertem*), 2016, Это и др. (*Eto et al.*), 2010 и 2018).

Внедрение мощностей, использующих ПВИЭ, непосредственно понижает естественную или внутреннюю инерцию системы, что ведёт к возможным негативным последствиям для динамической безотказности системы в целом. Несмотря на то, что крупные электроэнергетические системы в большинстве стран-членов ОЭСР обладают в настоящее время достаточным уровнем инерции, позволяющим внедрение ПВИЭ на низком или среднем уровне без вреда для надёжности системы, вопрос безотказности системы в целом становится более важным в случае низкой совокупной инерции, т. е. в случае маломасштабных систем, низкого спроса на электроэнергию и при высоком уровне моментального внедрения ПВИЭ. Исследование французской энергетической компании EDF (*EDF*, 2015) показало, что крупномасштабная синхронная система с надлежащим уровнем пропускной способности межсистемных связей, такая как европейская электроэнергетическая система, достаточно прочна для размещения значительной доли асинхронных ресурсов с уровнем внедрения ПВИЭ, достигающим 40 %. Однако результаты динамического моделирования свидетельствуют о том, что эталонный инцидент в 25 % случаев ведёт к падению частоты, нарушающему существующие на сегодняшний день пределы эксплуатационной надёжности, равные 49,2 Гц; примерно в 1 % проанализированных сценариев эталонный инцидент приводит к падению частоты ниже 49 Гц, что вызывает сброс нагрузки. В исследовании содержится вывод о том, что самыми критичными периодами для обеспечения стабильности частоты являются периоды низкого спроса, даже при среднем уровне моментального внедрения ПВИЭ. И наоборот, в периоды высокого спроса даже при более высоких уровнях моментального внедрения ПВИЭ наблюдается меньше проблем.

Аналогичные выводы содержатся в отчётах МЭА (*МЭА*, 2014), цитирующих два исследования, проводившихся в Ирландии и в Германии (*Eirgrid/SONI*, 2010 и *Consentec*, 2012). В 2010 году ирландская система справлялась с почти 50 % мгновенного асинхронного производства электроэнергии, включающего использование ветровой энергии и чистый импорт посредством межсистемных связей постоянного тока³⁰. Однако в работе указывается, что можно достичь уровня мгновенного внедрения, равного 75 %, в случае внесения изменений в инфраструктуру системы и режимы эксплуатации. В ходе исследования, касающегося Германии, было обнаружено, что системе данной страны требуется минимальный объём традиционной

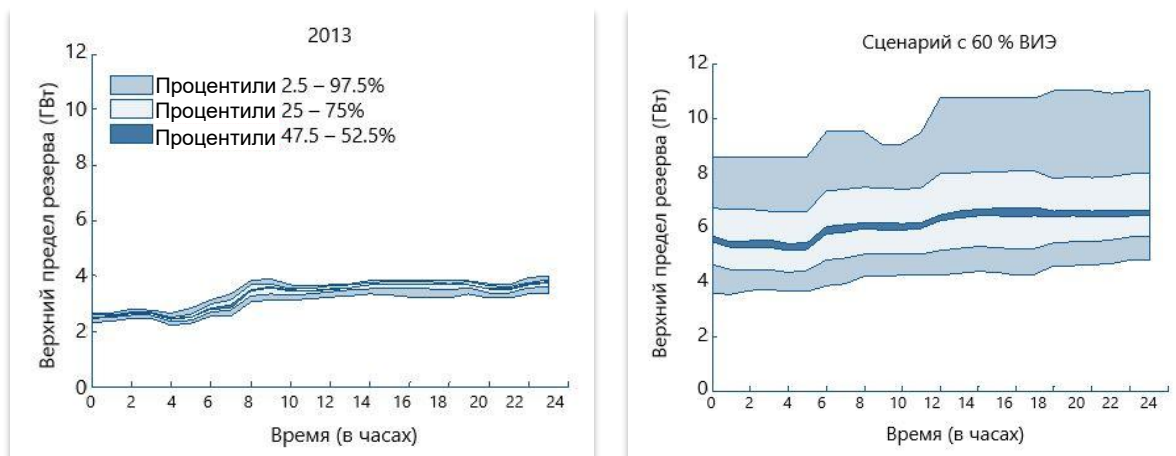
27. Необходимо отметить, что потребление электроэнергии также может в некоторой степени влиять на инерцию в системе, поскольку вращающаяся масса двигателей также может накапливать некоторый объём кинетической энергии.
28. Как уже указывалось ранее, в будущем, вероятно, можно будет рассчитывать на синтетическую инерцию. См. работы Крпоского и др. (*Kroposki et al.*, 2017) и Акермана и др. (*Ackermann et al.*, 2017) для ознакомления с недавними разработками и долгосрочными планами.
29. Необходимо обратить внимание на то, что линии постоянного тока неспособны обеспечивать инерцию и действуют как асинхронные ресурсы. Преобразовательные подстанции постоянного тока высокого напряжения способны обеспечивать управление реактивной мощностью.
30. В соответствии с ограничениями, существующими в настоящее время в электроэнергетической системе Ирландии, уровень асинхронного производства электроэнергии не должен превышать 65 %, однако испытания с уровнем, равным 65 %, были начаты в ноябре 2017 году (*Eirgrid/SONI*, 2018).

генерации электроэнергии, поскольку только она обеспечивает целый ряд системных услуг³¹. Согласно отчёту, минимальная мощность, обеспечиваемая традиционными электростанциями, находится в диапазоне от 4–8 ГВт до 12 и 16 ГВт в зависимости от нагрузки и доли генерации ветряных электростанций. Общий вывод во всех данных исследованиях заключается в том, что все ресурсы на основе ПВИЭ должны вносить вклад в обеспечение технологических услуг, а для достижения более высоких уровней внедрения ПВИЭ необходимо регулирование частоты и оказание новых услуг, таких как синтетическая инерция.

Прогнозы производства электроэнергии на основе ПВИЭ и требования к выравниванию нагрузок при высокой доле генерации ПВИЭ

В ходе многих исследований был сделан вывод о том, что улучшение точности прогнозирования генерации фотоэлектрических солнечных и ветряных электростанций играет важную роль в снижении требований к эксплуатационным пределам и резервам, необходимым для поддержания баланса между спросом на электроэнергию и предложением в краткосрочной перспективе. Прогнозирование генерации фотоэлектрических солнечных и ветряных электростанций становится более точным по мере приближения времени подачи электроэнергии: уровень неопределённости, таким образом, значительно снижается в пределах суток (т. е. за несколько часов до подачи) по сравнению с прогнозом, сделанным за сутки или за несколько дней вперёд. Также агрегирование прогнозов, касающихся больших пространств, например, в масштабах страны, как правило, отличается большей точностью по сравнению с прогнозами в пределах площадки или при менее масштабном агрегировании. Например, по подсчётам EDF, при прогнозировании генерации ПВИЭ на уровне площадки уровень погрешности в 3–4 раза больше, чем при прогнозировании в масштабах Франции (EDF, 2015). Во многих исследованиях также было замечено, что применение улучшенных и более совершенных метеорологических инструментов, а также накопленный опыт прогнозирования генерации ПВИЭ привели к значительному сокращению числа ошибок при прогнозировании в последние годы.

Рисунок 14. Повышение эксплуатационного предела в типичный для Франции летний день, предсказанное за сутки вперёд



Источник: EDF, 2015.

Энергетическая компания EDF продемонстрировала, что внедрение большой доли ПВИЭ в европейскую систему требует значительного повышения уровня резервов по набору и снижению мощности по причине непредсказуемости выработки электроэнергии при использовании ветровой и фотоэлектрической солнечной энергии (EDF, 2015). Во Франции достижение 30-процентной доли генерации ПВИЭ повысит уровень эксплуатационных резервов в три или четыре раза по сравнению с существующим. Эта тенденция отображена на рис. 4 выше, где сравниваются эксплуатационные резервы по набору мощности, необходимые существующей системе (слева), и потребности системы при уровне использования ВИЭ, равном 60 % (справа). Аналогичная тенденция наблюдается при анализе резервов по снижению мощности. Необходимость

31. По сравнению с моментом публикации в некоторых странах (например, остановка блока А на АЭС Библис в Германии) «старые» синхронные генерирующие агрегаты (генераторы переменного тока) сейчас используются как синхронные двигатели с нулевой нагрузкой в целях обеспечения классической механической инерции. Их также называют «синхронными конденсаторами» (при этом они также могут содействовать управлению реактивной мощностью для стабилизации напряжения). Например, см. работу Декке (Deeke), 2015.

эксплуатационных резервов в системах с низким уровнем внедрения ПВИЭ обусловлена неопределённостью спроса и производства электроэнергии на гидроэлектростанциях, а также с остановками генераторов. В сценариях с более высокими долями ПВИЭ уровень эксплуатационных пределов и резервов связан главным образом с долей производства электроэнергии, обеспечиваемой ПВИЭ. Тем не менее, несмотря на определение повышенных требований к эксплуатационным резервам, связанных с долей генерации ПВИЭ, в исследовании отсутствует количественная оценка соответствующих дополнительных издержек.

2.7. Роль систем хранения и других возможностей обеспечения манёвренности³²

Среди экспертов практически не существует разногласий относительно того, является ли манёвренность необходимым элементом регулирования изменчивости фотоэлектрической солнечной и ветровой энергии, и нужны ли большие инвестиции в управляемые ресурсы для достижения значительной доли электростанций, использующих ПВИЭ, в структуре генерирующих мощностей. Манёвренность в масштабах системы определяется как «... способность регулировать производство и потребление электроэнергии при наличии ограничений сети для поддержания надёжной эксплуатации системы в целях безотказности обеспечения услуг для потребителей» (Шакур и др., 2017). Однако это общее определение упускает из виду тот факт, что разные объединения энергосистем могут иметь разные потребности, касающиеся манёвренности, в разные периоды времени. В одной из последних работ специалистов Имперского колледжа Лондона указывается, что «издержки на интеграцию в систему низкоуглеродных технологий будут значимым образом зависеть от уровня манёвренности системы», и что «значительная экономия может быть обеспечена за счёт увеличения уровня манёвренности в электроэнергетическом секторе» (Штрбац и др., 2015 и 2016). Количественное отображение указанных воздействий представлено на рис. 12. В исследовании Министерства энергетики США признаётся, что «энергосеть с высокими уровнями ПВИЭ и более динамичными потребительскими нагрузками потребует большего количества услуг, чем те, которые могут быть обеспечены возможностями хранения, необходимо действовать как в отношении спроса, так и предложения, включая генерацию, обеспечение мощности, управление выработкой, резервную мощность, выравнивание нагрузок и необходимые услуги обеспечения надёжности в течение периодов, длящихся несколько секунд, несколько часов или несколько дней» (Министерство энергетики США, 2017b).

Потребности обеспечения манёвренности касаются широкого временного диапазона: от долей секунды, минут и часов до дней, недель, сезонов или даже лет. Для обеспечения разных уровней манёвренности будут применяться различные технологии в соответствии с их техническими возможностями и профилями затрат, в частности, в зависимости от соотношения между постоянными и переменными издержками. Атомные электростанции вряд ли будут претендовать на что-либо на балансирующем рынке, где потребности в мощности необходимо удовлетворять в течение 15 или 30 минут, но они могут адаптировать свою выходную мощность к колебаниям спроса в течение суток или недели. МЭА определило шесть различных временных отрезков для характеристики разных услуг и требований, связанных с обеспечением манёвренности (МЭА, 2018). Их можно сгруппировать в три расширенные категории:

1. **Краткосрочное обеспечение манёвренности**, с временной шкалой от долей секунд до часов. Эта категория охватывает разные аспекты электроэнергетической системы: а) стабильность системы, т. е. способность замедления падения частоты после серьёзного нарушения режима как со стороны спроса, так и со стороны предложения, и восстановления требуемого уровня частоты; б) способность реагировать на кратковременные колебания баланса спроса и предложения и в) управление набором и снижением мощности, а также подачей электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ.
2. **Среднесрочное обеспечение манёвренности**, относящееся к оперативному планированию ресурсов производства электроэнергии на отрезках времени, длящихся от нескольких часов (почасовой рынок) до нескольких дней (рынок на сутки вперёд).
3. **Долгосрочное обеспечение манёвренности** касается более длительных периодов избытка или дефицита генерации (гидроресурсов и ПВИЭ) и спроса по причине конкретных погодных условий. Определённые погодные условия могут значимым образом влиять как на спрос (отопление или кондиционирование), так и на производство электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, в течение периодов, длящихся от нескольких дней до нескольких месяцев. В более широких временных рамках также наблюдаются сезонные или межгодовые колебания уровня спроса или генерации гидроресурсов и ПВИЭ.

32. Мануэль Виллависенсио из университета Париж-Дофин внёс большой вклад в подготовку настоящего раздела. В данном контексте вопрос обеспечения манёвренности рассматривался на уровне, соответствующем требованиям моделирования, осуществляемого в рамках настоящего исследования. Дальнейшие углубленные описания, в частности, касающиеся влияния средств хранения и повышенной способности набора и снижения мощности АЭС на ресурсы манёвренности на уровне системы, также приведены в работах Де Систернеса и др. (*De Sisternes et al.*, 2016) и Дженкинса и др. (*Jenkins et al.*, 2018).

Если не останавливаться на подробностях, в качестве потенциальных источников обеспечения манёвренности и оказания системных услуг определены пять различных технологических вариантов:

- **Обеспечение манёвренности традиционными электростанциями:** в настоящее время традиционная выработка электроэнергии играет главную роль в обеспечении манёвренности и оказании системных услуг в энергосистемах всех стран-членов ОЭСР. Традиционные технологии постоянно улучшают свои эксплуатационные характеристики в области достижения более быстрого и более значимого изменения выходной мощности, работы при минимальной стабильной мощности и снижения времени, необходимого на запуск. Дополнительный уровень манёвренности в традиционной структуре генерирующих мощностей может быть достигнут посредством переноса инвестиций в более манёвренные технологии. Дополнительная информация об обеспечении манёвренности электростанций представлена в исследовании МЭА (МЭА, 2018).
- **Развитие сети и межсистемных связей между двумя и более странами:** создание более обширной электроэнергетической системы, а также применение цифровых технологий оказывает непосредственное положительное влияние при недостаточном уровне совпадения спроса и предложения электроэнергии, вырабатываемой на основе возобновляемых источников, что способствует выравниванию и меньшему уровню изменчивости остаточной нагрузки. Выгода для более масштабной системы заключается в объединении технологических услуг и резервных ресурсов.
- **Технологии аккумулирования электрической энергии (АЭЭ):** различные механизмы аккумулирования, такие как гидро- и теплоаккумулирующие станции, используются в традиционной электроэнергетической системе для смещения спроса на энергию с пиковых периодов на непиковые, что выравнивает остаточную нагрузку традиционных электростанций. Аккумулирование электроэнергии также внесло значительный вклад в выравнивание нагрузок в системе, а также в обеспечение технологических услуг и возможностей управления сетью. Технологии аккумулирования электроэнергии могут оказывать системе множество услуг, касающихся как краткосрочных, так и долгосрочных временных рамок, например, сезонное аккумулирование (МЭА, 2018). Сегодня такие технологии в основном представлены гидроаккумулирующими электростанциями. Однако многообещающее снижение затрат в связи с применением результатов исследований в отношении разных типов аккумуляторных батарей, систем хранения энергии сжатого воздуха и топливных элементов открывает перспективы появления новых способов аккумулирования энергии в ближайшие годы. Масштабы объекта и его местонахождение — это важные параметры, согласно которым технологии аккумулирования электрической энергии делятся на разные категории, например, массовые, распределённые или даже индивидуальные (расположенные «рядом со счётчиком»). Всё больше исследователей разделяют мнение о том, что даже при текущих уровнях капитальных затрат аккумулирование электрической энергии может достичь безубыточности при условии, что множество услуг, оказываемых системе технологиями аккумулирования, будет компенсироваться надлежащим образом (Мировой энергетический совет, 2016)³³.
- **Регулирование спроса (РС):** заключается в способности потребителей адаптировать или перераспределять потребление в соответствии с изменениями состояния системы. Схемы управления спросом имеют значительный потенциал для предоставления различных услуг по обеспечению манёвренности в разных временных рамках и секторах системы, от обеспечения первичного регулирования частоты до содействия управлению перегрузкой сети (Шакур и др., 2017). Манёвренность, обеспечиваемая программами управления спросом, главным образом распределяется, что происходит с определённой степенью концентрации, если промышленные потребители способны пересматривать графики выработки электроэнергии.³⁴ Эффективное внедрение средств обеспечения манёвренности за счёт регулирования спроса требует разработки улучшенной измерительной инфраструктуры и коммуникаций. Оно может основываться на рыночных механизмах путём введения системы динамических ставок, которая позволяет информировать потребителей об изменениях цен за некоторое время до потребления, или на стимулировании, подразумевающим штрафы и скидки на цены в определённые промежутки времени. Другой часто упоминаемой категорией является так называемое «объединение секторов» (говоря об объединении электроэнергетической системы с отопительным и/или транспортным сектором). Как бы то ни было, фактически это всего лишь отдельный вид применения системы управления спросом.
- **Обеспечение эксплуатационной манёвренности за счёт ПВИЭ:** в данную категорию входит производство электроэнергии на основе возобновляемых источников, предусматривающее возможность снижения и/или управления выработкой, которое можно сочетать со средствами аккумулирования на площадке (например, фотоэлектрическая установка в сочетании с аккумулирующими устройствами), способное динамически отслеживать колебания нагрузки по

33. Более подробная информация о стоимости и экономическом сопоставлении технологий аккумулирования электрической энергии представлена в работах Луо и др. (Luo et al.), 2015, Шмидта и др. (Schmidt et al.), 2017, Закери и Сайри (Zakeri and Syn), 2015.

34. Более всестороннее описание программ регулирования спроса приводится в работах Олстоуна и др. (Alstone et al.), 2017 и Фаруки и др. (Faruqi et al.), 2009.

сигналам электроники и информационно-коммуникационных устройств. Передовые технологии, использующие ПВИЭ, могут оказывать системе множество услуг, в том числе поддержание частоты, быстрый набор и снижение мощности, а также обеспечение вращающегося резерва (МЭА, 2018).

2.8. Стоимость производства электроэнергии и уровни сокращения выбросов углекислого газа

С теоретической точки зрения, мало сомнений в том, что применение новых или более строгих ограничений к системе, предназначенной для создания определённых товаров или услуг, приведёт к увеличению стоимости создания таких товаров или услуг. В случае электроэнергетических систем внедрение нового или более строгого целевого показателя сокращения выбросов углекислого газа неизбежно приведёт к увеличению издержек на электроснабжение потребителей^{35, 36}. Более того, логично также ожидать того, что предельные издержки, связанные с сокращением выбросов углекислого газа, возрастут несоразмерно запланированному уровню декарбонизации, так как в первую очередь реализуются наиболее экономически эффективные меры, а растущие целевые показатели декарбонизации требуют применения более дорогостоящих и зачастую технически более сложных мер. Иными словами, сокращение выбросов со 100 до 50 г/кВт·ч более затратно и технически более сложно, чем достижение снижения с 400 до 350 г/кВт·ч. Это особенно очевидно, если декарбонизация достигается посредством использования ПВИЭ, а не ядерной энергии. Стоимость системных эффектов, связанных с применением ПВИЭ, действительно растёт несоизмеримо с увеличением их доли в системе.

В рамках исследования, проведённого MIT, был осуществлён анализ возможных сценариев декарбонизации в США как функции различных заданных показателей сокращения выбросов углекислого газа и различных комбинаций доступных низкоуглеродных технологий производства электроэнергии (Sepulveda, 2016 и MIT, 2018). В исследовании рассматриваются две энергосистемы в США, ERCOT и ISO-NE (Совет по надёжности энергоснабжения штата Техас и независимый системный оператор Новой Англии), обладающие разными характеристиками с точки зрения кривых нагрузки и спроса на тепловую энергию, наличия гидроресурсов, а также потенциала использования ПВИЭ и профилей генерации. К каждой системе были применены различные ограничения на выбросы углекислого газа: от заданного значения в 400 г/кВт·ч, близкого к уровню, обещанному США в рамках COP21, до 1 г/кВт·ч, а также заданные промежуточные значения, равные 300, 200, 100, 50 и 15 г/кВт·ч. Наконец, были рассмотрены два разных пути достижения поставленных целей посредством сочетания разных технологий: первый путь основывается исключительно на технологиях, использующих возобновляемые источники энергии (ветровые, солнечные и водные ресурсы), а также аккумуляторные батареи, в то время как второй включает также ядерную энергию. Структуру генерирующих мощностей дополняют электростанции, работающие на ископаемом топливе (ГТОЦ и ГТКЦ), применяемые в масштабах, соответствующих допустимым уровням выбросов углекислого газа. Для каждого из двух путей были созданы дополнительные сценарии с учётом применения в системе ресурсов координации спроса (управление спросом и регулирование спроса) в качестве дополнительных источников обеспечения манёвренности³⁷.

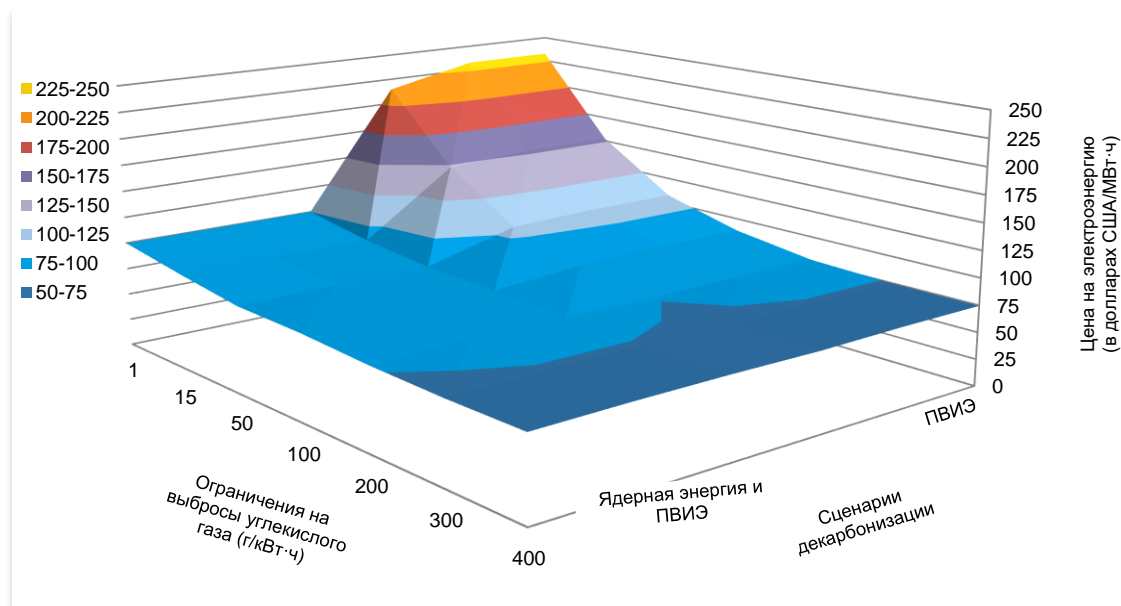
Основные выводы исследования:

35. Введение новых цен на выбросы углекислого газа, например, в виде налога, автоматически увеличит издержки на производство электроэнергии электростанциями на ископаемом топливе и неизбежно приведёт к повышению цен на электроэнергию в краткосрочной перспективе. В долгосрочной перспективе структура генерирующих мощностей изменится в сторону технологий, характеризующихся меньшим уровнем выбросов углекислого газа, и вновь достигнет состояния равновесия, что минимизирует издержки на производство электроэнергии в условиях новых цен на выбросы углекислого газа. В долгосрочной перспективе стоимость выработки электроэнергии будут выше чем в системе, в которой цены на выбросы углекислого газа отсутствуют, но уровень выбросов CO₂ уменьшится.
36. Необходимо отметить, что рассматриваемый вопрос ограничивается стоимостью электроснабжения потребителей. Сокращение выбросов углекислого газа за счёт адекватной цены на выбросы CO₂ может обеспечить дополнительные побочные преимущества для общества, например, за счёт перераспределения доходов от налога в виде дополнительных инвестиций или снижения других налогов. Другими словами, социальные преимущества установления цен надлежащего уровня на выбросы углекислого газа перевешивают соответствующие экономические затраты (также см. главу 4).
37. В исследовании проведён анализ 560 сценариев, однако в настоящем отчёте обсуждается только их часть. В каждом сценарии структура генерирующих мощностей оптимизируется в рамках подхода создания системы «с нуля», при котором все технологии развёртываются до достижения соответствующего оптимального уровня за исключением доступных гидроресурсов, которые определяются извне. Расчёты выполняются посредством использования модели GenX, в которой применяется методология ЧЦЛП (данный инструмент более подробно описывается в главе 3), а для всех технологий во всех рассматриваемых сценариях учитываются одни и те же предположения в отношении издержек.

- 1) средняя стоимость выработки электроэнергии увеличивается по мере ужесточения ограничений на выбросы углекислого газа, однако её рост существенно зависит от выбранного технологического пути;
- 2) оптимальная структура генерирующих мощностей значительно отличается в зависимости от рассматриваемой энергосистемы и радикально изменяется при применении более жёстких требованиях к показателю декарбонизации;
- 3) доля атомных электростанций в оптимальной структуре генерирующих мощностей увеличивается с ростом ограничений на выбросы углекислого газа.

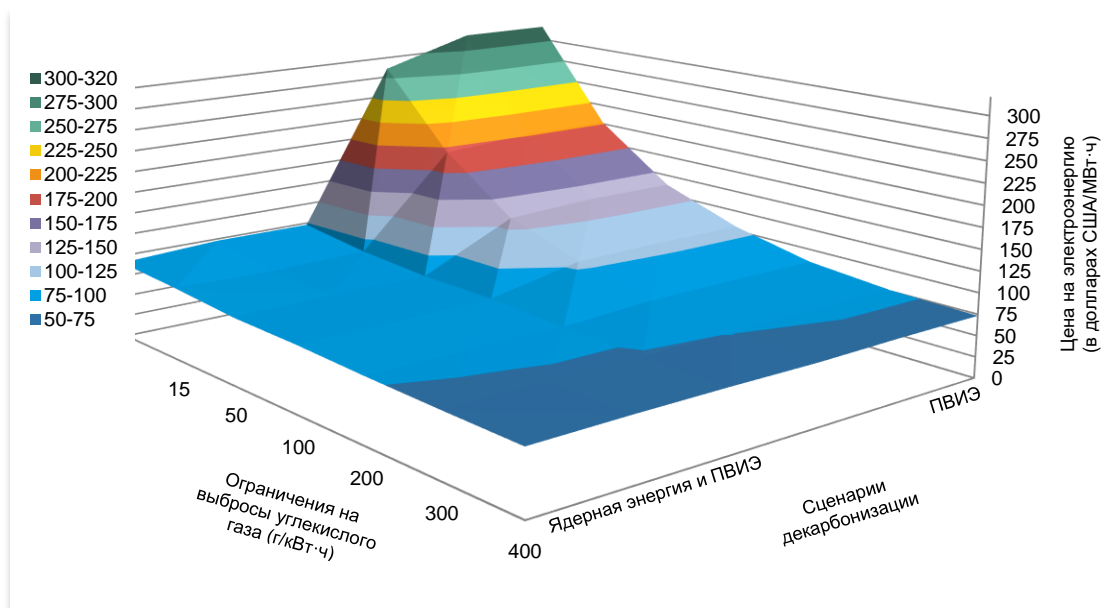
В случае необходимости достижения менее масштабных целей декарбонизации (сокращение выбросов углекислого газа приблизительно до 200 г/кВт·ч) издержки на производство электроэнергии в обеих энергосистемах аналогичны и практически не зависят от выбранного пути декарбонизации. Однако в случае ужесточения ограничений на выбросы углекислого газа, в то время как издержки на выработку электроэнергии увеличиваются практически линейно при добавлении в структуру ядерной энергии (издержки на производство электроэнергии возрастают на 28–35 % при снижении интенсивности выбросов углекислого газа до 15 г/кВт·ч), наблюдается непропорциональный рост издержек при использовании одних только ПВИЭ. В последнем случае издержки на производство электроэнергии увеличиваются в 2–2,7 раза для достижения идентичного уровня выбросов углекислого газа, что отображается на рис. 15 и 16. На указанных рисунках приведены затраты на производство электроэнергии в трёх сценариях, основанных на использовании ПВИЭ — с правой стороны по оси «х» (обозначенной «Сценарии декарбонизации»), и в трёх сценариях, предусматривающих использование ядерной энергии и ПВИЭ, — с левой стороны по оси «х». В процессе достижения минимальных уровней интенсивности выбросов углекислого газа, основанном исключительно на применении ПВИЭ, объём издержек на производство электроэнергии в системе ISO-NE значительно выше, чем в системе ERCOT, данный факт свидетельствует о том, что особенности конкретных систем начинают играть более важную роль. Однако при добавлении в структуру мощностей, использующих ядерную энергию, разница между двумя энергосистемами существенно сокращается.

Рисунок 15. Средняя цена на электроэнергию как функция выбранного технологического пути и заданных показателей интенсивности выбросов (ERCOT)



Источник: по данным работ Сепульведы, 2016.

Рисунок 16. Средняя цена на электроэнергию как функция выбранного технологического пути и заданных показателей интенсивности выбросов (ISO-NE)



Источник: по данным работ Сепульведы, 2016.

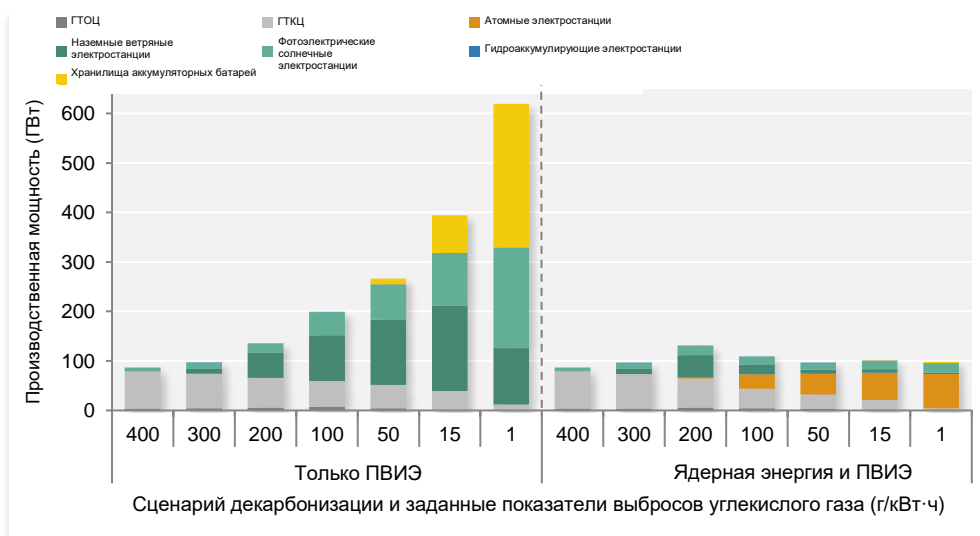
Наконец, очень интересно взглянуть на эволюцию издержек на сокращение выбросов углекислого газа, т. е. затрат, позволяющих избежать выброса 1 тонны CO_2 , при ужесточении ограничений на выбросы. Во всех рассматриваемых сценариях затраты на сокращение выбросов углекислого газа увеличиваются несоразмерно при ужесточении требований к уровню выбросов, но их величина на порядок ниже при добавлении в структуру мощностей, использующих ядерную энергию, по сравнению с использованием одних только ПВИЭ. В последнем случае издержки на сокращение выбросов углекислого газа составляют около 400–600 долларов США/т CO_2 при снижении интенсивности выбросов углекислого газа со 100 до 50 г/кВт·ч. При дальнейшем снижении интенсивности выбросов углекислого газа с 50 до 15 г/кВт·ч издержки на сокращение выбросов увеличиваются примерно в три раза и находятся в диапазоне от 1 200 до 1 800 долларов США/т CO_2 . Последующее сокращение выбросов углекислого газа до 1 г/кВт·ч приводит к издержкам, превышающим 5 000 долларов США/т CO_2 .³⁸ Как уже было отмечено, уровень затрат на сокращение выбросов углекислого газа на порядок ниже при использовании ядерной энергии: на трёх вышеуказанных этапах декарбонизации соответствующие издержки составляют 30 долларов США/т CO_2 , около 200 долларов США/т CO_2 и 300–700 долларов США/т CO_2 .

Вторым аспектом, подчёркиваемым в исследовании MIT, является изменение оптимальной структуры генерирующих мощностей при постепенном сокращении интенсивности выбросов углекислого газа в энергосистеме (см. рис. 17 и 18). Ограничение выбросов углекислого газа до 400 г/кВт·ч в системе ISO-NE достигается за счёт сочетания газовых электростанций с доступными гидроресурсами, в то время как в системе ERCOT небольшая доля ПВИЭ используется вместе с существующими гидро- и газовыми электростанциями. Ввиду необходимости снижения интенсивности выбросов углекислого газа существующие в системе электростанции на ископаемом топливе постепенно вытесняются низкоуглеродными технологиями. Если допускается только применение ВИЭ, мощности ПВИЭ и накопителей энергии возрастают несоразмерно уровню ограничений на выбросы углекислого газа. В обеих энергосистемах в первую очередь внедряются мощности, использующие ветровую энергию, доля которой на начальном этапе самая большая, но затем она постепенно заменяется солнечной энергией по мере дальнейшей декарбонизации системы. Аналогичная тенденция наблюдается для указанных технологий на основе ПВИЭ, если в качестве альтернативы также допускается использование ядерной энергии. За счет выгодного расположения ресурсов в системе ERCOT в первую очередь развёртываются ПВИЭ: при ограничении на выбросы углекислого газа, равного 200 г/кВт·ч, оптимальная структура генерирующих мощностей подразумевает очень высокий уровень мощности ветрогенераторов и значительный уровень мощности фотоэлектрических солнечных электростанций при

38. Очень маловероятно, что таких жёстких ограничений на выбросы углекислого газа можно достичь без технологического прорыва (моделирование которого не производилось в рамках исследования MIT).

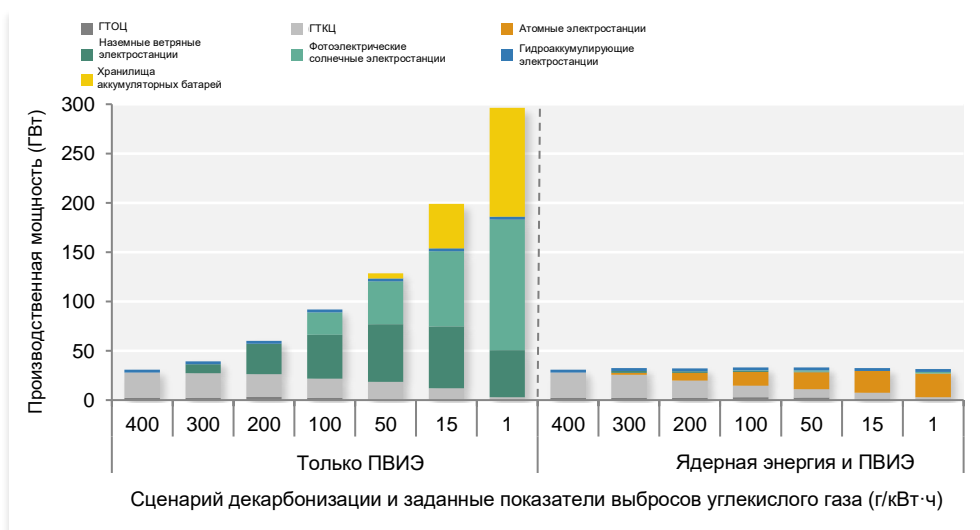
относительно низком уровне мощности ядерных электростанций. В таких случаях достаточная доля ГТКЦ обеспечивает необходимый уровень манёвренности для интеграции более изменчивых и дешёвых ветровых ресурсов. Однако применение более строгих ограничений на выбросы радикально изменяет структуру генерирующих мощностей. Атомные электростанции вытесняют газовые и ветряные электростанции, при этом мощность солнечных электростанций остаётся практически постоянной. В системе ISO-NE, напротив, ядерная энергетика является наиболее конкурентоспособной низкоуглеродной технологией и обеспечивает большую часть нагрузки системы независимо от уровня ограничений по выбросам углекислого газа. В данной системе ветровые и солнечные электростанции обеспечивают лишь несколько ГВт энергии, а при более строгих ограничениях на выбросы углекислого газа ветроустановки вытесняются фотоэлектрическими солнечными электростанциями.

Рисунок 17. **Оптимальная структура установленной мощности для двух основных путей развития как функция достижения заданных уровней интенсивности выбросов углекислого газа (ERCOT)**



Источник: по данным работ Сепульведы, 2016.

Рисунок 18. **Оптимальная структура установленной мощности для двух основных путей развития как функция достижения заданных уровней интенсивности выбросов углекислого газа (ISO-NE)**



Источник: по данным работ Сепульведы, 2016.

Несмотря на то, что количественные результаты исследования (совокупные издержки на производство электроэнергии, оптимальная структура генерирующих мощностей) неизбежно обуславливаются характеристиками конкретной моделируемой энергосистемы и применяемыми оценками стоимости, тенденции, наблюдаемые при сравнении обоих сценариев, позволяют сделать более общие и ценные выводы.

В частности, в исследовании содержится вывод о том, что

«... разнообразие источников энергии снижает общую стоимость производства энергии в низкоуглеродной системе, в то время как отказ от использования каких-либо вариантов — например, ядерной энергии — приводит к дополнительным издержкам для общества».

Также в работе указывается, что

«... влияние целевых показателей декарбонизации на оптимальную инвестиционную политику не является линейными, а достижение некоторых целевых значений может потребовать использования конкретной технологии, например, ветроустановок, которые могут отсутствовать в оптимальной структуре генерирующих мощностей при более строгих ограничениях».

Таким образом важно, чтобы политика декарбонизации основывалась не на предварительно заданных долях низкоуглеродных видов генерации в структуре генерирующих мощностей, а на глобальных целях, связанных с сокращением выбросов CO₂, и на выбранных стратегиях действий. Установление платы за выбросы углекислого газа (или наличие рынка торговли квотами на выбросы углекислого газа) рассматривается как оптимальный вариант политики эффективной декарбонизации. Тем не менее, в отсутствие рынков торговли квотами на выбросы CO₂ механизмы поддержки должны способствовать развитию всех видов низкоуглеродных источников энергии и обеспечивать их эффективную взаимную адаптацию.

Список литературы

- Abujarad, S.J., M.W. Mustafa and J.J. Jamian (2017), "Recent approaches of unit commitment in the presence of intermittent renewable energy resources: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 70, pp. 215-223.
- Ackermann, T. et al. (2017), "Paving the way - A future without inertia is closer than you think", *IEEE Power & Energy Magazine*, November-December 2017, pp. 61-69.
- AGORA (2014), "Negative Electricity Prices: Causes and Effects", AGORA Energiewende, August 2014.
- AGORA (2015), "The Integration Costs of wind and Solar power: An overview of the Debate on the Effects of Adding Wind and solar photovoltaic into Power Systems", D. Furstenwerth, D. Pescia and P. Litz, AGORA Energiewende, November 2015.
- AGORA (2018), "AGORA Energiewende (2018): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2017. Ruckblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2018", AGORA Energiewende, January 2018.
- Alstone, P. et al. (2017), "2025 California Demand Response Potential Study Charting California's Demand Response Future", Lawrence Berkeley National Laboratory, San Francisco. California, March 2017.
- Battle, C. and P. Rodilla (2013), "An Enhanced screening curves method for considering thermal cycling operation costs in generation expansion planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 28(4), pp. 3683-3691.
- BDEW (2017), "BDEW-Strompreisanalyse", Haushalte und Industrie, BDEW (German Association of Energy and Water Industries), February 2017.
- CAISO (2013), "What the duck curve tells us about managing a green grid", California Independent System Operator, Fast Facts.
- Clo, S., A. Cataldi and P. Zoppoli (2015), "The merit-order effect in the Italian power market: The impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices", *Energy Policy*, Vol. 77, pp. 79-88, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.11.038>.

- CONSENTEC (2012), "Studie zur Ermittlung der technischen Mindestleistung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien" (Study to Determine the Minimum Technical Production of Conventional Power Plants to Ensure System Stability in Transmission Networks at High Feed-in from Renewable Energy), CONSENTEC, Aachen.
- Corbus, D. et al. (2011), "Eastern Wind Integration and Transmission Study", report prepared by Enernex Corporation for NREL, NREL/SR-5500-47078, February 2011.
- De Sisternes, F.J., J.D. Jenkins and A. Botterud (2016), "The value of energy storage in decarbonizing the electricity sector", *Applied Energy*, Vol. 175, pp. 368-379, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.014>.
- Deecke, A. (2015), "Usage of existing power plants as synchronous condenser", Siemens, Finland, presentation, www.siemens.fi/pool/cc/events/160years-vip-seminar/deecke.pdf.
- Delarue, E. and J. Morris (2015), "Renewables Intermittency: Operational limits and implications for Long-term Energy System Models", MIT Joint Programme on the Science and Policy of Global Change, March 2015.
- Delarue, E. et al. (2016), "Determining the Impact of Renewable Energy on Balancing Costs, Back Up Costs, Grid Costs and Subsidies", KU Leuven, October 2016.
- De Jonghe (2016), "Determining optimal electricity technology mix with high level of wind power penetration", C. De Jonghe, E. Delarue, R. Belmans and W. D'haeseleer, *Applied Energy*, Vol. 88, pp. 2231-2238, 2011.
- Denholm, P. et al. (2015), "Overgeneration from Solar Energy in California: A Field Guide to the Duck Chart", NREL/TP-6A20-65023, www.nrel.gov/docs/fy16osti/65023.pdf.
- Denholm, P. et al. (2016), "Impact of Flexibility Options on Grid Economic Carrying Capacity of Solar and Wind: Three Case Studies", NREL/TP-6A20-66854.
- DOE (2017a), "Transforming the Nation's Electricity System: The Second Instalment of the Quadriennial Energy Review", US Department of Energy, January 2017.
- DOE (2017b), "Staff Report on Electricity Markets and Reliability", US Department of Energy, August 2017.
- EDF (2015), "Technical and Economic Analysis of the European Electricity System with 60% RES", A. Burtin and V. Silva, EDF Research and Development Division, June 2015.
- EIA (2017), "Electric Power Monthly - August 2017", US Energy Information Administration, US Department of Energy, August 2017.
- Eirgrid/SONI, (2010), "All Island TSO Facilitation of Renewable Studies", Final Report, 2010.
- Eirgrid/SONI (2018), "Operational Constraints Update: 28/03/2018", Eirgrid/SONI, March 2018.
- Eto, J.H. et al. (2010), "Use of Frequency Response Metrics to Assess the Planning and Operation Requirements for Reliable Integration of Variable Renewable Generation", Lawrence-Berkeley National laboratory, Technical Report LBNL-4142E, 2010, available at www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/reliability/frequencyresponsemetrics-report.pdf.
- Eto, J.H. et al. (2018), "Frequency Control Requirements for Reliable Interconnection Frequency Response", Lawrence-Berkeley National laboratory, Technical Report LBNL-2001103, 2018, www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/reliability/frequency-control-requirements/report.pdf.
- E3 consult (2014), "Ausgleichsenergiekosten der Oekostrombilanzgruppe fuer Windkraftanlagen Endfassung", study for Interessengemeinschaft Windkraft Osterreich, www.igwindkraft.at/mmedia/download/2014.05.21/1400704191703835.pdf.
- Faruqui A., R. Hledik and J. Tsoukalis (2009), "The power of dynamic pricing", *The Electricity Journal*, Vol. 22, Issue 3, pp. 42-56, doi:10.1016/j.tej.2009.02.011.

- Fripp, M. and R.H. Wiser (2008), "Effects of temporal wind patterns in the value of windgenerated electricity in California and the northwest", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 23(2), pp. 477-485.
- GE Energy (2012), "PJM Renewable Integration Study", K. Porter et al., report prepared by GE Energy Consulting and Exeter Associates for PJM Interconnection, November 2012.
- Gilmore, J. et al. (2014), "Integration of solar generation into electricity markets: An Australian national electricity market case study", *IET Renewable Power Generation*, Vol. 9 (1), pp. 46-56, <https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-rpg.2014.0108>.
- Green, R. and N. Vasilakos (2011), "The Long-term Impact of Wind Power on Electricity Prices and Generating Capacity", University of Birmingham, CCP Working Paper 11-4.
- Green, R.J. and T.O. Leautier (2015), "Do Costs Fall Faster than Revenues?: Dynamics of Renewables Entry into Electricity Markets", TSE Working Papers 15-591, Toulouse School of Economics (TSE).
- Hirth, L. (2013), "The Market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price", *Energy Economics*, Vol. 38, pp. 218-236.
- Hirth, L. (2015a), "The optimal share of variable renewables", *The Energy Journal*, Vol. 36 (1), pp.127-162.
- Hirth, L., F. Ueckerdt and O. Edenhofer (2015b), "Integration costs revisited - An economic framework for wind and solar variability", *Renewable Energy*, Vol. 74, pp. 925-939.
- Hirth, L. (2015c), "The market Value of Solar power: Is photovoltaics cost-competitive?", *IET Renewable Power Generation*, Vol. 9(1), pp. 37-45.
- Hirth, L. and I. Ziegenhagen (2015d), "Balancing power and variable renewables: Three links", *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, Vol. 50, pp. 1035-1051, October 2015.
- Hirth, L. (2016a), "The benefits of flexibility: The value of wind energy with hydropower", *Applied Energy*, Vol. 181, pp. 210-223.
- Hirth, L. (2016b), "What caused the drop in European electricity prices? A factor decomposition analysis", USAEE Working Paper No. 16-282, <https://ssrn.com/abstract=2874841>.
- Holttinen, H. et al. (2011), "Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems", *Wind Energy*, Vol. 14, Issue 2, Wiley, pp. 179-192.
- Holttinen, H. et al. (2013), *Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power: Final Summary Report*, IEA Wind Task 25, Phase 2 2009-11, www.ieawind.org/task_25/PDF/T75.pdf.
- IEA (2010), *Electricity Information: 2010 Edition*, IEA Statistics, IEA, Paris.
- IEA (2011), *Harnessing Variable Renewables: A Guide to the Balancing Challenge*, OECD, Paris.
- IEA (2012), *Electricity Information: 2012 Edition*, IEA Statistics, IEA, Paris.
- IEA (2014), *The Power of Transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*, IEA, Paris.
- IEA (2016), *Next Generation Wind and Solar Power: From Cost to Value*, IEA, Paris.
- IEA (2017a), *Electricity Information: 2017 Edition*, IEA Statistics, IEA, Paris.
- IEA (2017b), *Getting Wind and Sun onto the Grid: A Manual for Policy Makers*, IEA, Paris.
- IEA (2018), *Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility*, IEA, Paris.
- IEEE (2018), "The Definition and Quantification of Resilience", IEEE Task Force on Definition and Quantification of Resilience (A.Stankovic, K. Tomsovic, Co-Chairs), IEEE Technical Report PES-TR65, 6 April 2018.

- Jenkins, J.D. et al. (2018), "The benefits of nuclear flexibility in power system operations with renewable energy", *Applied Energy* (222), pp. 872-884, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.002>.
- Joskow, P. (2011), "Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies", *American Economic Review Papers and Proceedings*, Vol. 100(3), pp. 238-241.
- Keane, A. et al. (2011), "Capacity value of wind power", *IEEE Transaction on Power System*, Vol. 26, Issue 2, pp. 564-572.
- KEMA (2014), "Integration of Renewable Energy in Europe", report prepared by KEMA Consulting, Imperial College and NERA Economic Consulting for the European Commission, http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/201406_report_renewables_integrati on_europe.pdf.
- Kroposki, B. et al. (2017), "Achieving a 100% Renewable Grid - Operating Electric Power Systems with Extremely High levels of Variable Renewable Energy", *IEEE Power & Energy Magazine*, March-April 2017, pp 61-73.
- Lazar, J. (2016), *Teaching the Duck to Fly*, 2nd Edition, RAP, February 2016, www.raonline.org/wp-content/uploads/2016/05/rap-lazar-teachingtheduck2-2016-feb-2.pdf.
- Levin, T and A. Botterud (2015), "Electricity market design for generator revenue sufficiency with increased variable generation", *Energy Policy*, 87, pp. 392-406, December 2015, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.09.012>.
- Lew, D. et al. (2013), "The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2", Technical Report NREL/TP-5500-55588, September 2013.
- Luo, X. et al. (2015), "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation", *Applied Energy*, Vol. 137, pp. 511-536, doi:10.1016/j.apenergy.2014.09.081.
- MIT (2015), *The Future of Solar Energy*, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge (MA).
- MIT (2018), *The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World: An Interdisciplinary MIT Study*, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge (MA).
- Munoz, J.I. and D. W. Bunn (2013), "Investment risk and return under renewable decarbonisation of a power market", *Climate Policy*, Vol. 13, Issue 1, pp. 87-105.
- NEA (2011), *Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants*, OECD, Paris, www.oecd-nea.org/ndd/reports/2011/load-following-npp.pdf.
- NEA (2012), *Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-Carbon Electricity Systems*, NEA Report n° 6861, OECD, Paris.
- NEA (2018), *The Full Costs of Electricity Provision*, NEA Report n° 7298, OECD, Paris.
- Nicolosi (2012), "The Economics of Renewable Electricity Market Integration: An Empirical and Model-Based Analysis of Regulatory Frameworks and their Impacts on the Power Market", M. Nicolosi, PhD thesis, University of Cologne, 2012.
- NREL (2012), "Power Plant Cycling Costs", N. Kumar, P. Besuner, S. Lefton, D. Agan and D. Hilleman, subcontract report for NREL, NREL/SR-5500-55433, April 2012.
- NREL (2015), "Grid Integration and the Carrying Capacity of the US Grid to Incorporate Variable Renewable Energy", J. Cochran, P. Denholm, B. Speer and M. Miller, National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-6A20-62607, April 2015.
- OECD (2015), *Projected Costs of Generating Electricity: 2015 Edition*, IEA and NEA joint publication, Report n° 7057, OECD, Paris.
- Palmintier, B.S. (2012), "Incorporating Operational Flexibility Into Electric Generation Planning: Impacts and Methods for System Design and Policy Analysis", PhD Thesis, MIT, Engineering Systems Division, <http://globalchange.mit.edu/publication/15859>.

- Palminier, B.S. (2014), "Flexibility in generation planning: Identifying key operation constraints", Power Systems Computation Conference (PSCC), Wroclaw, Poland, August 2014.
- PV Parity (2013), "Grid Integration Cost of Photo Voltaic Power Generation", D. Pudjianto, P. Djapic, J. Dragovic, G. Strbac, PV Parity Project, Imperial College London, September 2013, https://helapco.gr/pdf/PV_PARITY_D44_Grid_integration_cost_of_PV_-_Final_300913.pdf.
- Schmidt, O. et al. (2017). "The future cost of electrical energy storage based on experience rates", *Nature Energy* 2, 17110, July 2017, doi:10.1038/nenergy.2017.110.
- Sensfuss, F. M. Ragwitz and M. Genoese (2008), "The merit-order effect: a detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany", *Energy Policy*, Vol. 36, Issue 8, pp. 3086-3094.
- Sepulveda, N. (2016), "Decarbonization of Power Systems: Analyzing Different technological Pathways", Master Degree Thesis, Massachusetts Institute of Technology (MIT), September 2016, <https://dspace.mit.edu/handle/1721.1/107278>.
- Shakoor, A. et al. (2017), "Roadmap for Flexibility Services to 2030", Report from Imperial College London and Poyry Management Consulting, May 2017.
- Sivaram, V. and S. Kann (2016), "Solar power needs a more ambitious cost target", *Nature Energy*, Vol. 1 (4), pp. 16-36, <https://doi.org/10.1038/nenergy.2016.36>.
- Strbac, G. et al. (2012), "Understanding the Balancing Challenge", report from Imperial College London and NERA Economic Consulting, August 2012.
- Strbac, G. et al. (2015), "Value of flexibility in a decarbonised Grid and System externalities of Low-Carbon Generation Technologies", report from Imperial College London and NERA Economic Consulting, October 2015.
- Strbac, G. and M. Aunedi (2016), "Whole-System Cost of Variable Renewables in Future GB Electricity System", report from Imperial College London, October 2016.
- Thielens, P. and D. Van Hertem (2016), "The relevance of inertial in power systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 55, pp. 999-1009, March 2016.
- UKERC (2017), "The costs and impacts of intermittency - 2016 update: A systematic review of the evidence on the costs and impacts of intermittent electricity generation technologies", P. Heptonstall, R. Gross and F. Steiner, UK Energy Research Centre, February 2017, www.ukerc.ac.uk/publications/the-costs-and-impacts-of-intermittency-2016-update.html.
- Ueckerdt, F. et al. (2013a), "System LCOE: What are the costs of variable renewables?", *Energy*, Vol. 63, pp. 61-75.
- Ueckerdt, F. et al. (2013b), "Integration Costs and Marginal Value: Connecting two Perspectives on the Economics of Variable Renewables", *Proceedings of the 12th Wind Integration Workshop*, London.
- Ueckerdt, F. et al. (2015), "Representing power sector variability and the integration of variable renewables in long-term energy-economy models using residual load duration curves", *Energy*, Vol. 90, pp. 1799-1814.
- Ulbig, A. and G. Andersson (2015), "Analyzing operational flexibility of power systems", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 72, November 2015, pp. 155-164.
- Van Den Bergh, K. and E. Delarue (2015), "Cycling of conventional power plants: Technical limits and actual costs", *Energy Conversion Management*, Vol. 97, pp. 70-77.
- Villavicencio, M. (2017), "Analysing the Optimal Development of Electricity Storage in Electricity Markets with High Variable Renewable Energy Shares", PhD Thesis, University Paris Dauphine.
- Welisch, M., A. Ortner and G. Resch (2016), "Assessment of RES technology market values and the merit-order effect - an econometric multi-country analysis", *Energy & Environment*, Vol. 27 (1), pp. 105-21, <https://doi.org/10.1177/0958305X16638574>

- Wiser, R. and M. Bolinger (2017), "2016 Wind Technologies Market Report", Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory, August 2017.
- Wiser, R. et al. (2017), "Impacts of Variable Renewable Energy on Bulk Power System Assets, Pricing, and Costs", Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, LBNL-2001082, 2017, <https://emp.lbl.gov/publications/impacts-variable-renewable-energy>.
- Winkler, J. et al. (2016), "The market value of renewable electricity - Which factors really matter?", *Applied Energy*, Vol. 184, pp. 464-81, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.09.112>.
- World Energy Council (2016), *E-storage: Shifting from cost to value: Wind and solar applications*, WEC, London, www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/03/Resources-E-storage-report-2016.02.04.pdf.
- Zakeri, B. and S. Syri (2015). "Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 42, February 2015, pp. 569-596, doi:10.1016/j.rser.2014.10

Глава 3. Результаты моделирования

3.1. Контекст и цели исследования

В декабре 2015 года все страны, входящие в ОЭСР, подписали Парижское соглашение об изменении климата. Соглашение ставит амбициозную цель, являющуюся на данный момент лишь «намерением» — сдержать рост средней глобальной температуры на уровне значительно ниже 2°C по сравнению с доиндустриальным периодом. Страны, подписавшие соглашение, выразили желание быстрыми темпами сократить объём выбросов углекислого газа до нулевого уровня к середине текущего столетия. Достижение столь значимых результатов в сокращении уровня выбросов оказывает первостепенное влияние на энергетическую отрасль и требует радикального преобразования электроэнергетического сектора в направлении использования структуры низкоуглеродных генерирующих мощностей. На сегодняшний день существует несколько низкоуглеродных технологий, позволяющих произвести постепенную декарбонизацию электроэнергетического сектора и различными путями достичь целей, стоящих перед странами ОЭСР в области сокращения выбросов.

С целью отображения возможного пути к достижению экологических целей, предусмотренных Парижским соглашением, МЭА разработало план действий по декарбонизации, именуемый «Сценарием устойчивого развития» (МЭА, 2017), который был представлен в публикации «Прогноз развития мировой энергетики 2017» (*World Energy Outlook 2017*). В соответствии с данным сценарием, к 2040 году уровень выбросов углекислого газа в электроэнергетическом секторе должен резко снизиться с текущего уровня, соответствующего $540 \text{ г/кВт}\cdot\text{ч}$, до $100 \text{ г/кВт}\cdot\text{ч}$. Более радикальное сокращение выбросов углекислого газа требуется от стран-членов ОЭСР: к 2040 году необходимо снизить в 8 раз соответствующие показатели, с $400 \text{ г/кВт}\cdot\text{ч}$ до примерно $54 \text{ г/кВт}\cdot\text{ч}$.

Настоящее исследование сосредоточено на том, что подразумевает такой уровень декарбонизации электроэнергетической системы стран-членов ОЭСР. Главная цель настоящей работы — анализ технических характеристик и экономических затрат, связанных с различными стратегиями декарбонизации, отличающимися различными долями генерации ПВИЭ, ведущими к достижению одинакового уровня выбросов углекислого газа и идентичного уровня надёжности системы выработки электроэнергии. Таким образом, в данном исследовании рассматриваются различные сценарии развёртывания ПВИЭ, в которых доли генерации ПВИЭ, т. е. доли производства электроэнергии ветрогенераторами и фотоэлектрическими солнечными электростанциями, находятся в диапазоне от 0 до 75 % общего объёма выработки электроэнергии. В каждом сценарии учитывается идентичное строгое ограничение на выбросы углекислого газа, равное $50 \text{ г/кВт}\cdot\text{ч}$.

Ключевым элементом при анализе сценариев радикальной декарбонизации является интенсивность выбросов углекислого газа в электроэнергетических системах, так как данный параметр значительно влияет на соответствующую структуру генерирующих мощностей и на совокупные издержки на производство электроэнергии; особенно при достижении существенных долей генерации ПВИЭ (см. также раздел 8 в главе 2). Одинаковый уровень ограничений на выбросы углекислого газа — $50 \text{ г/кВт}\cdot\text{ч}$ — предусмотрен во всех конкретных случаях, рассматриваемых в настоящем исследовании. Данный уровень выбросов углекислого газа практически соответствует верхнему пределу, установленному МЭА для стран-членов ОЭСР на период 2040–2050 годов.¹ Секретариат АЯЭ

1. В «Сценарии устойчивого развития», представленном в публикации «Прогноз развития мировой энергетики 2017» (WEO), МЭА устанавливает для стран-членов ОЭСР уровень выбросов углекислого газа, равный $54 \text{ г/кВт}\cdot\text{ч}$. Следует отметить, что в «Прогнозе развития мировой энергетики» анализ энергетического сектора ограничен 2040 годом и есть все предпосылки полагать, что в 2050 году будут действовать более строгие ограничения. В других публикациях («Перспективы энергетических технологий» (*Energy Technology Perspectives*)) МЭА устанавливает на 2050 год уровень выбросов углекислого газа, равный $25 \text{ г/кВт}\cdot\text{ч}$, с учётом необходимости достижения целей по сдерживанию роста средней глобальной температуры в пределах 2°C (МЭА, 2015).

и представители,¹ участвующие в собраниях АЯЭ, поддерживают вывод Рабочей группы по вопросам экономики ядерной энергетики (WPNE) и Комитета по ядерному развитию (NDC) о том, что выбор в некоторой степени менее строгого заданного показателя позволит предоставить странам-членам более реалистичную и значимую информацию, учитывающую неопределённость практической реализации Парижского соглашения, а также невероятную сложность осуществления столь радикального преобразования электроэнергетического сектора.

В настоящем исследовании в качестве системы, статистически представительной для большинства стран-членов ОЭСР, рассматривается масштабная энергосистема, располагающая надлежащим уровнем пропускной способности межсистемных связей, значительным объёмом управляемых гидроэнергетических ресурсов (русловых ГЭС, ГЭС с водохранилищем и гидроаккумулирующих электростанций). В то же время, в двух дополнительных анализах конкретных случаев рассматриваются следующие системы: изолированная система, не имеющая межсистемных связей с соседними странами, а также система, не располагающая управляемыми гидроэнергетическими ресурсами. Данные сценарии, позволяющие проведение анализа чувствительности, дополняют представление о роли, которую могут играть такие ресурсы обеспечения манёвренности в интеграции высокой доли ПВИЭ. Они также позволяют представить систему, схожую в некотором отношении с системами других стран-членов ОЭСР.

Количественный анализ производится в долгосрочной перспективе, т. е. подразумевается, что рассматриваемая электроэнергетическая система создаётся «с нуля». Выбранный подход отражает долгосрочные цели анализа, рассматривающего предполагаемую энергетическую структуру в перспективе 2040–2050 годов, и позволяет провести непредвзятое и «идеальное» сравнение различных низкоуглеродных технологий производства электроэнергии². Таким образом, структура генерирующих мощностей оптимизируется для обеспечения идентичного уровня нагрузки при минимальных затратах путём внедрения наиболее экономически эффективных генерирующих мощностей с учётом общего ограничения на выбросы углекислого газа и определённого извне уровня использования ПВИЭ. Единственным отступлением от данного подхода является определение объёма гидроэнергетических ресурсов для всех сценариев. Такое отступление отражает ситуацию, существующую в большинстве стран-членов ОЭСР, где основной объём коммерчески жизнеспособных гидроресурсов уже задействован, а возможности дальнейшего увеличения мощностей ограничены. Таким образом, в настоящем исследовании представлен «моментальный снимок» будущей энергосистемы, функционирующей в условиях строгого ограничения на выбросы углекислого газа и долгосрочного равновесия. Описание или оптимизация динамического перехода от существующей на сегодняшний день структуры генерирующих мощностей к заданной будущей структуре выходят за рамки настоящего исследования.

С точки зрения системных издержек настоящий анализ сосредоточен на издержках на резервирование (издержках на манёвренность), но предусматривает возможности моделирования и отображения некоторых элементов издержек на выравнивание нагрузок. В частности, в исследовании учитываются дополнительные издержки на удовлетворение повышенных требований к резервированию, выраженные функцией доли ПВИЭ и соответствующих потребностей в обеспечении манёвренности. В рамках настоящего исследования попыток непосредственного отображения издержек на подключение или сетевых издержек на передачу и распределение не предпринималось, поскольку каждый регион рассматривается в качестве отдельного узла. Тем не менее, некоторые результаты оценки издержек на подключение, передачу и распределение взяты из публикаций и суммированы с затратами на производство электроэнергии для более полной оценки совокупных системных издержек.

Важно отметить, что целью настоящего исследования не является определение будущей низкоуглеродной структуры генерирующих мощностей или количественная оценка системных издержек конкретной страны-члена ОЭСР. Как было указано в предыдущих главах, анализ энергосистемы и системных эффектов существенным образом зависит от особенностей рассматриваемой энергосистемы, технических и экономических характеристик генерирующих мощностей и доступных в будущем источников обеспечения манёвренности, а также от качества и от уровня детализации выполняемого моделирования. Цель настоящего исследования заключается скорее в определении наиболее важных последствий радикальной декарбонизации электроэнергетической системы и уровня величины долгосрочных издержек на производство электроэнергии в рамках реалистичных

1. Представители, участвующие в собраниях Рабочей группы по вопросам экономики ядерной энергетики и Комитета по техническим и экономическим исследованиям в области развития атомной энергетики и топливного цикла.
2. Учёт некоторых уже имеющихся ресурсов мог бы дать преимущества технологиям, уже присутствующим в структуре генерирующих мощностей.

предположений о затратах, а также в сравнении (при тех же допущениях и условиях) основных характеристик и последствий применения разных стратегий декарбонизации.

В разделе 3.2 приводится обзор различных сценариев, ставших предметом анализа, а также краткое описание представленной энергосистемы и основных допущений, учтённых при моделировании. Подробная информация содержится в приложениях к данной главе.

Количественные результаты и наиболее важные выводы, сделанные в процессе данного моделирования, приведены в разделах 3.3–3.5, где рассматриваются различные технические и экономические аспекты интеграции ПВИЭ.

В разделе 3.3 главным образом представлены технические аспекты, связанные с различными уровнями внедрения ПВИЭ: влияние на остаточную электрическую нагрузку и на структуру генерирующих мощностей, обеспечивающую такую нагрузку при минимальных издержках. В данном разделе также рассматриваются значимые воздействия на эксплуатацию тепловых электростанций и электростанций, использующих ПВИЭ. В частности, анализируются воздействия и требования к обеспечению манёвренности, касающиеся атомных и других тепловых электростанций, а также необходимость сокращения генерации ПВИЭ.

В центре внимания раздела 3.4 находятся основные экономические аспекты: стоимость выработки электроэнергии и электроснабжения. В нём рассматриваются совокупные издержки на производство электроэнергии в двух основных исследуемых регионах и объём увеличения издержек на выработку электроэнергии, связанный с развёртыванием ПВИЭ. В последствии из доли, на которую увеличилась стоимость, выделяются различные компоненты для определения основных причин роста затрат и оценки издержек на резервирование, касающихся ПВИЭ. Наконец, полученные результаты дополняются данными оценки издержек на выравнивание нагрузок и издержек на передачу и распределение, взятыми из публикаций, для предоставления надёжных результатов оценки совокупных издержек на электроснабжение и совокупных системных издержек для всех анализируемых сценариев.

Раздел 3.5 посвящён главным образом долгосрочным воздействиям на рынки электроэнергии, обусловленным переходом к электроэнергетическим системам, в которых наибольший объём электроэнергии производится за счёт использования ПВИЭ и других низкоуглеродных источников энергии. В частности, в данном разделе производится анализ требований, связанных с капиталоемкостью структуры генерирующих мощностей, и продолжительных воздействий на уровень и структуру цен на электроэнергию. Все указанные факторы приводят к изменению показателя совокупного риска на рынке электроэнергии, с которым сталкиваются инвесторы, совершающие вложения в электроэнергетический сектор, и являются политически значимым побочным эффектом декарбонизации. Наконец, в разделе рассматривается вопрос снижения рыночной стоимости электроэнергии, вырабатываемой фотоэлектрическими солнечными и наземными ветряными электростанциями, которое происходит в результате увеличения уровня их внедрения.

В разделе 3.6 приводятся выводы. Дополнительная информация представлена в приложениях к данной главе. В Приложениях 3.A1 и 3.A2 содержатся подробные сведения о характеристиках моделируемой энергосистемы и об учитываемых экономических гипотезах, а также приводится более полное описание инструментов моделирования, применяемых в рамках настоящего исследования. Приложение 3.A3 содержит описание каждого из восьми сценариев, моделирование которых было осуществлено в рамках настоящей работы. В описании также представлены основные данные о структуре генерирующих мощностей, такие как установленная мощность, доли генерации, издержки на выработку электроэнергии, а также информация об уровне и структуре долгосрочных оптовых рыночных цен на электроэнергию. В Приложениях 3.A4 и 3.A5 приводятся дополнительные сведения о втором регионе, рассматриваемом в рамках настоящего исследования: издержки на выработку электроэнергии и рыночная стоимость электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ и гидроэнергетическими ресурсами.

3.2. Сценарии и основные допущения при моделировании

В рамках данного исследования анализируются восемь разных случаев: шесть **основных сценариев**, пять из которых (I–V) характеризуются разными уровнями внедрения ПВИЭ, определёнными в системе извне (0, 10, 30, 50 и 75 %), а шестой сценарий (именуемый Сценарием VI) отличается низким уровнем издержек на инвестиции в мощности, использующие ПВИЭ, и предполагает значительное сокращение уровня издержек, связанных с ПВИЭ, в будущем. В Сценарии VI изначально не определяется заданная доля ПВИЭ, но допускается эндогенное развёртывание ПВИЭ в структуре генерирующих мощностей. В двух сценариях, используемых для **анализа чувствительности** (VII и VIII), представлена изолированная система, характеризующаяся различной степенью доступности управляемых гидроэнергетических ресурсов и тем же объёмом мощностей, использующих ПВИЭ, что и сценарий с 50-процентным уровнем внедрения. Данные анализы чувствительности следует считать экспериментальными, производимыми в целях лучшего понимания различных аспектов интеграции ПВИЭ в электроэнергетическую систему.

Во всех шести основных сценариях представлена система, состоящая из двух регионов, в которой главный регион объединён посредством межсистемных связей со вторым регионом идентичного размера. Регион 2 отличается от главного некоторыми важными характеристиками, такими как форма кривой нагрузки, профиль генерации ПВИЭ и наличие гидроэнергетических ресурсов. В двух сценариях, используемых для анализа чувствительности (VII и VIII), представлена изолированная система, состоящая только из одного главного региона.

Во всех сценариях производится моделирование наименее затратной структуры генерирующих мощностей в течение 8 760 часов (целый год) с учётом общего ограничения на выбросы углекислого газа и разных уровней генерации ПВИЭ, основанное на логике линейной оптимизации. Несмотря на то, что в сценариях (см. ниже) отражаются перспективы на 2050 год, моделирование динамики не производилось в целях сохранения максимальной прозрачности и предоставления лицам, определяющим политику, чётких вариантов действий.

Обзор восьми анализируемых сценариев схематично представлен на рис. 19. Более подробная информация о каждом сценарии предоставляется далее, а также содержится в Приложении 3.А3. Наименование каждого сценария и сокращения, использованные в рисунках и таблицах, указаны в табл. 1.



Сценарий I: минимизация затрат — базовый сценарий

В сценарии «минимизации затрат» или «базовом сценарии», только объём гидроресурсов является экзогенной переменной в отношении двух регионов, в то время как остальные ресурсы структуры генерирующих мощностей определяются эндогенно для обеспечения электрической нагрузки при минимальных затратах. Таким образом, данный сценарий является наименее затратным с точки зрения достижения заданных показателей выбросов углекислого газа, что делает из него основу для сравнения с результатами других исследований конкретных случаев, представленных в настоящем отчёте. В отличие от других сценариев, где устанавливается максимальный уровень выбросов, в данном случае требуемый уровень выбросов углекислого газа достигается косвенным путём посредством введения в обоих регионах единой цены на выбросы углекислого газа².

В соответствии с предполагаемым уровнем издержек, принятым в настоящем сценарии, структура генерирующих мощностей представлена исключительно технологиями, предусматривающими возможность диспетчерского управления, без развёртывания мощностей, использующих ПВИЭ. Причина данного допущения заключается не в представлении структуры генерирующих мощностей будущего, поскольку стран-членов ОЭСР, где отсутствует определённое внешними факторами требование использования ПВИЭ, практически не существует, а в получении «эталонного» сценария, на основе которого производится расчёт системных издержек и дополнительных затрат, связанных с достижением заданных уровней использования ПВИЭ, определённых извне. В частности, важно помнить, что для расчёта издержек на резервирование, связанных с ПВИЭ, невозможно обойтись без сценария, в рамках которого применяются только технологии, предусматривающие возможность диспетчерского управления. Как указано в главе 2, системные эффекты могут быть определены и оценены только при сравнении с образцовой или «эталонной» системой; таким образом, настоящий

2. В первом приближении введение «надлежащей» цены на выбросы углекислого газа даёт одни и те же результаты, что и ограничение на выбросы углекислого газа на определённом уровне. Тем не менее, введение цены на выбросы углекислого газа является более требовательным с точки зрения вычислительного процесса, так как оно сопряжено с выполнением последовательного числового приближения, предшествующего достижению заданного уровня выбросов. С другой стороны, оно позволяет определить требуемый уровень цены на выбросы углекислого газа; в то время как данную информацию невозможно получить при использовании в расчётах фиксированного уровня выбросов. Указанные причины обуславливают применение в базовом сценарии отличного от остальных сценариев подхода.

базовый сценарий (без ПВИЭ) является эталонным для оценки издержек на резервирование, связанных с изменчивостью генерации ПВИЭ.

Сценарии II–V: применение ветровой и фотоэлектрической солнечной энергии

В четырёх основных сценариях II–V, названных «Сценариями использования ветровой и фотоэлектрической солнечной энергии с долей, равной 10, 30, 50 и 75 % соответственно», один и тот же объём гидроресурсов и постепенно растущий уровень использования ветровых и фотоэлектрических солнечных ресурсов являются экзогенными переменными для обоих регионов. В течение года в каждом из регионов доля электроэнергии, генерируемой ветряными и фотоэлектрическими солнечными электростанциями, достигает соответственно 10, 30, 50 и 75 %. Учитывается только действительно подаваемый в сеть объём электроэнергии, производимой ПВИЭ; объём сокращения выработки не принимается во внимание.³ Также предполагается, что в общем объёме электроэнергии, генерируемой ПВИЭ, 75 % обеспечивается ветряными электростанциями, а остальная часть вырабатывается фотоэлектрическими солнечными электростанциями. Генерация электроэнергии морскими ветряными электростанциями остаётся факультативной, однако эта технология, если принимать во внимание уровень издержек 2015 года, никогда не была конкурентоспособной. Учитывая значительный прогресс в данной области, возможно получение иных результатов при использовании обновлённых значений издержек. Мощность и распределение нагрузки между тепловыми электростанциями и аккумулирующими установками определяются внутрисистемно с целью минимизации совокупных издержек на выработку электроэнергии и достижения заданного уровня выбросов в обоих регионах.

Сценарий VI: минимизация издержек посредством использования низкокзатратных возобновляемых источников энергии

Данный сценарий под названием «Минимизация издержек посредством использования низкокзатратных возобновляемых источников энергии» допускает значительное снижение издержек, связанных как с фотоэлектрической солнечной, так и с ветровой генерацией. Объём гидроресурсов в обоих регионах является единственной экзогенной переменной, остальные элементы структуры генерирующих мощностей оптимизируются с целью минимизации издержек на выработку электроэнергии, при этом применяется единый для двух регионов уровень ограничений на выбросы углекислого газа.

В данном сценарии уровень чистых издержек, связанных с выработкой электроэнергии на основе фотоэлектрической и ветровой энергии, значительно ниже уровня затрат, обусловленных использованием других низкоуглеродных источников энергии, что приводит к широкому развёртыванию первых в системе. Их оптимальная мощность определяется теперь *внутрисистемно* таким образом, чтобы предельная стоимость каждой технологии была равна соответствующим издержкам на выработку электроэнергии. В рамках таких принятых предположений относительно издержек на выработку, средняя доля генерации ПВИЭ достигает 35 % (фактический уровень внедрения в главном регионе составляет 15 %, а во втором — 50%).

3. Выработка электроэнергии электростанциями, использующими ПВИЭ, должна быть сокращена, если её объём (включая возможности хранения) превышает спрос и не может быть передан соседнему региону, так как он сталкивается с аналогичной проблемой или если пропускная способность межсистемных связей достигла своего предела. Выработка электроэнергии электростанциями, использующими ПВИЭ, также может быть сокращена, если отключение или снижение выходной мощности тепловых электростанций может привести к увеличению издержек системы (ввиду ограничений, связанных с набором и снижением мощности, и издержек на запуск).

Сценарий VII: 50-процентная доля фотоэлектрической и ветровой энергии без межсистемных связей; и Сценарий VIII: Сценарий VII без управляемых гидроресурсов

В этих двух сценариях, применяемых для анализа чувствительности, рассматривается изолированная электроэнергетическая система, не предусматривающая обмен с соседним регионом. В обоих случаях электроэнергетическая система состоит только из главного региона (региона 1). Для полноты исследования была произведена серия расчётов, касающихся соседнего региона (региона 2), который также является изолированной системой. Объём генерирующих мощностей, использующих ПВИЭ, определён в данном регионе извне и идентичен соответствующему показателю Сценария IV, где ПВИЭ удовлетворяют 50 % чистого совокупного спроса на электроэнергию. Регион 1 располагает теми же гидроресурсами в Сценарии VII, что и в предыдущих сценариях (I–V). В Сценарии VIII применяются только неуправляемые ресурсы русловых гидроэлектростанций; управляемые гидроресурсы (ГЭС с водохранилищем или гидроаккумулирующие электростанции) отсутствуют. Все остальные учитываемые предположения и гипотезы идентичны тем, которые применяются в основных сценариях. Как и в других случаях, сочетание генерирующих мощностей с установками аккумулирования, а также распределение оптимизируются для минимизации издержек на выработку электроэнергии с учётом ограничения на выбросы углекислого газа, равного 50 г/кВт·ч.

Цель данных сценариев, используемых для анализа чувствительности, — исследовать вопрос недостатка возможностей обеспечения манёвренности, облегчающих внедрение ПВИЭ, в условиях отсутствия межсистемных связей между соседними странами и управляемых гидроресурсов. Результаты этих двух сценариев подлежат сравнению с результатами основного Сценария IV, так как все три характеризуются идентичным объёмом фотоэлектрических солнечных и ветровых ресурсов.

Таблица 1. Краткое описание восьми исследований конкретных случаев и их обозначение

	№	Название сценария	Обозначение
Основные сценарии	I	Минимизация затрат	Базовый сценарий
	II	10-процентная доля использования ветровой и фотоэлектрической энергии	10 % ПВИЭ
	III	30-процентная доля использования ветровой и фотоэлектрической энергии	30 % ПВИЭ
	IV	50-процентная доля использования ветровой и фотоэлектрической энергии	50 % ПВИЭ
	V	75-процентная доля использования ветровой и фотоэлектрической энергии	75 % ПВИЭ
	VI	Минимизация издержек посредством использования низкзатратных возобновляемых источников энергии	Низкзатратные ПВИЭ
Сценарии анализа чувствительности	VII	50-процентная доля использования ветровой и фотоэлектрической энергии без межсистемных связей	Без межсистемных связей
	VIII	50-процентная доля использования ветровой и фотоэлектрической энергии без межсистемных связей, без управляемых гидроресурсов	Без межсистемных связей, без управляемых гидроресурсов

Характеристики электроэнергетической системы, полученной в результате моделирования

Система, представленная в настоящем исследовании, состоит из двух отдельных обширных регионов (главного региона и региона 2). Оба характеризуются одинаковым годовым спросом на электроэнергию — 537 ТВт·ч, что в 2050 году будет примерно соответствовать годовому спросу страны, имеющей масштабы Франции. Регионы объединены посредством межсистемной связи пропускной способностью 7,2 ГВт, что составляет 12 % среднего спроса в каждом регионе. С целью упрощения вычисления оптимальных величин, как это принято в данном типе моделирования, системы передачи и распределения в каждом регионе не моделируются; таким образом, косвенно каждый регион воспринимается как система с возможностью беспрепятственной передачи энергии, не имеющая потерь при передаче электроэнергии. С учётом данной оговорки электроэнергия передаётся с места выработки к приёмникам без потерь при передаче и без перегрузки. Схематическое представление моделируемой энергосистемы приведено на рис. 20 вместе с кратким описанием основных характеристик. Подробная информация приводится в приложении к данной главе.

Характерные основному региону почасовые входные данные, касающиеся нагрузки, а также фактические коэффициенты нагрузки фотоэлектрических солнечных, ветровых и неуправляемых русловых гидроресурсов

основаны на фактических данных электроэнергетической системы Франции за 2015 год.⁴ Мощности гидроэнергетических ресурсов также рассчитаны на основе ресурсов, имеющихся во Франции на сегодняшний день (в структуре генерирующих мощностей гидроэлектростанции являются единственным параметром, учтённым при моделировании в качестве уже имеющихся объектов, т. е. в качестве экзогенной переменной): речь идёт о неуправляемых ресурсах русловых гидроэлектростанций, гидроэлектростанциях с водохранилищем, а также о гидроаккумулирующих электростанциях. Главная причина выбора французской энергосистемы в качестве отправной точки исследования — отличный уровень доступности и детализации данных, касающихся практически всех аспектов электроэнергетической системы, любезно предоставленных компанией RTE, системным оператором передачи. Учёт эмпирических данных, а не данных, полученных в результате компьютерного моделирования, является важнейшим условием выявления возможных скрытых корреляций между различными временными рядами. Безусловно, последнее зависит от условий конкретной страны.⁵

Соседний регион (регион 2) был изменён в масштабе для приведения к одинаковому с главным регионом «размеру» с точки зрения среднего спроса на электроэнергию. Также в целях обеспечения эмпирической обоснованности главные характеристики региона 2 были получены с учётом данных энергосистем стран, имеющих межсистемные связи с Францией: Испании, Бельгии, Германии, Швейцарии, Италии и Великобритании. Нагрузка и коэффициенты нагрузки электростанций, использующих ПВИЭ, были получены путём вычисления средневзвешенной величины на основе доступных данных соответствующих стран. Отражая методику построения, кривая спроса на электроэнергию и кривая генерации ПВИЭ региона 2 являются более плоскими по сравнению с кривыми главного региона (подробная информация приводится в Приложении 3.A1). Аналогичным образом показатели мощности гидроресурсов основаны на фактических данных указанных стран.

Рисунок 20. Схематическое представление энергосистемы



Представление масштабной энергосистемы с надлежащим уровнем пропускной способности межсистемных связей позволяет учитывать графики суточной нагрузки и различные режимы генерации ПВИЭ на обширной территории с различными типами климата и метеорологическими условиями. Представленная система богата управляемыми гидроэнергетическими ресурсами, что обеспечивает достаточный уровень манёвренности для внедрения ПВИЭ. В данной связи были приложены значительные усилия для сбора «реальных» обоснованных данных от европейских системных операторов передачи для реалистичного представления моделируемой энергосистемы. В фактических данных косвенно содержится и учитывается информация о корреляции между метеорологическими условиями, уровнем спроса и коэффициентами нагрузки электростанций, использующих ПВИЭ и гидроресурсы, в масштабах обширной географической зоны. Точные данные о «водных показателях» (т. е. объёме воды, периодически заполняющей водохранилища) также имеют первостепенную важность для адекватного представления и моделирования возможностей хранения, которыми располагают гидроэлектростанции.

4. Коэффициенты нагрузки электростанций, использующих ПВИЭ и гидроресурсы, были изменены в масштабе для отражения среднего коэффициента нагрузки, учитываемого при оценке издержек, связанных с использованием данных ресурсов, являющихся статистически представительными для стран-членов ОЭСР (30 % в случае наземных ветряных электростанций; 40 % в случае морских ветряных электростанций; 15 % в случае фотоэлектрических солнечных электростанций и 50 % в случае русловых гидроэлектростанций). В 2015 году во Франции наблюдались следующие фактические коэффициенты нагрузки: в случае фотоэлектрических солнечных электростанций — 14,8 %, наземных ветряных электростанций — 24 % и русловых гидроэлектростанций — 40 %.
5. Значительная доля атомных электростанций в структуре генерирующих мощностей Франции не отражается на результатах настоящего исследования, поскольку все они получены в результате использования подхода создания системы «с нуля», т. е. выполнены без учёта подачи электроэнергии существующей структурой генерирующих мощностей.

Экономические показатели альтернативных способов выработки электроэнергии

В рамках настоящего исследования осуществлено непосредственное представление и моделирование ряда технологий выработки электроэнергии: тепловых электростанций, предусматривающих возможность диспетчерского управления, таких как газотурбинные установки открытого цикла (ГТОЦ) и газотурбинные установки комбинированного цикла (ГТКЦ), угольных и атомных электростанций; а также электростанций, использующих ПВИЭ, таких как фотоэлектрические солнечные, наземные и морские ветряные электростанции и гидроэлектростанции. Произведено моделирование трёх типов гидроэлектростанций: русловых, гидроакмулирующих и гидроэлектростанций с водохранилищем. Также выполнено непосредственное моделирование других возможностей улучшения манёвренности, таких как использование аккумуляторных батарей и регулирование спроса. В рамках настоящего исследования не учитывались технологии, не получившие на текущий момент применения в промышленных масштабах, такие как улавливание и хранение углекислого газа (УХУ), преобразование избыточной энергии в газ и водородные технологии. Несмотря на определённую степень вероятности того, что некоторые новые технологии войдут в структуру генерирующих мощностей к моменту, когда выбросы углекислого газа будут снижены до уровня 50 г/кВт·ч, настоящее исследование ставит целью не продвижение особой идеи будущего, а улучшение понимания неотвратимого воздействия развёртывания технологий, использующих переменчивые источники энергии, на совокупные издержки электроэнергетических систем.

Данные об издержках технологий выработки электроэнергии основаны на информации, содержащейся в последнем издании отчёта МЭА/АЯЭ «Прогнозируемые издержки на выработку электроэнергии. Выпуск 2015 года» (*Projected Costs of Electricity Generation: 2015 Edition*), в котором приводятся прогнозируемые затраты электростанций, проектирующихся на 2020 год в странах-членах ОЭСР (ОЭСР, 2015).⁶ Значения, используемые в ходе анализа, а также коэффициенты нагрузки электростанций, использующих ПВИЭ, основаны на средних для стран-членов ОЭСР величинах. Постоянные издержки генерирующих предприятий включают годовые инвестиционные издержки и постоянные издержки на эксплуатацию и техническое обслуживание (ЭиТО), при этом переменные затраты включают издержки на топливо и переменные издержки на ЭиТО.⁷ Расчёт годовых инвестиционных издержек для любой технологии выработки электроэнергии производится с учётом фактической ставки дисконтирования, равной 7 %, отражающей стоимость капитала, требующуюся в случае крупных генерирующих предприятий в странах-членах ОЭСР. Следует также напомнить, что уровень капитальных затрат зависит от масштаба, природы и совокупного риска каждого отдельного проекта. Например, в случае маломасштабных проектов с гарантированными ценами, таких как проекты использования ПВИЭ с «зелёными» тарифами, процентная ставка может иметь значительно более низкий уровень. Применение единой для всех технологий ставки дисконтирования не отражает подобные нюансы.

Наконец, оценка затрат на ископаемое топливо основана на долгосрочных прогнозах мирового рынка, приводимых в публикации МЭА (2015а), а именно: 77 долларов США/т в случае угля и 9 долларов США/млн БТЕ в случае газа. В сценарии «Низкозатратных ПВИЭ» затраты электростанций, использующих ПВИЭ, были значительно снижены по сравнению с базовым сценарием: в случае фотоэлектрических солнечных электростанций инвестиционные издержки и издержки на ЭиТО уменьшены на 60 %, в случае морских электростанций — сокращены в два раза, а в случае наземных ветряных электростанций — на треть. Данные о затратах на хранение электроэнергии аккумуляторными батареями основаны на существующих оценках издержек при использовании литий-ионных аккумуляторов, составляющих 570 долларов США/кВт·ч. Указанные значения являются усреднёнными; в некоторых недавних проведённых расчётах уровень снижения может достигать 50 %. В любом случае влияние этого параметра было бы ограниченным ввиду низкой доли хранения, предусмотренной во всех сценариях. Ключевым ограничивающим фактором применения аккумуляторов для удовлетворения пикового спроса является не уровень издержек в расчёте на кВт·ч (главным образом зависящий от стоимости электроэнергии на рынке), а ограниченная ёмкость аккумуляторов. Накопление энергии может представлять большой интерес с точки зрения конкурентоспособности на временных отрезках, не превышающих одного часа (например, на рынках резервов и на балансирующих рынках). Тем не менее, накопленная энергия очень редко применяется для бесперебойного удовлетворения нагрузки в течение 60 минут, что было бы необходимо для участия на рынке на сутки вперёд, моделирование которого осуществлено в рамках настоящего исследования. В табл. 2 обобщаются наиболее важные экономические данные, использованные в настоящем анализе.

Вставка 3.1. Инвестиционные издержки технологий выработки электроэнергии

Важно отметить, что приведённые значения инвестиционных издержек являются «усреднёнными». В зависимости от страны, региона и обстоятельств, инвестиционные издержки могут иметь значительно более низкий или значительно более высокий уровень. Для сравнения уровней системных издержек в целях создания

6. Это стандартный справочный материал по издержкам на выработку электроэнергии для стран-членов ОЭСР. Новая редакция будет подготовлена в 2019 году и опубликована в 2020 году.

7. Поскольку в отчёте ОЭСР (2015) указано совокупное значение издержек на ЭиТО, выделение переменных и постоянных издержек произведено на основе данных публикаций и оценке экспертов.

низкоуглеродной электроэнергетической системы особенно важным является определение разницы в уровнях инвестиционных издержек энергетики на основе ПВИЭ и атомной энергетики, поскольку эти технологии существенным образом зависят от местоположения и конкретной системы. В подтверждение вышеизложенного в приводимой ниже таблице отображён разброс данных, представленных разными странами-членами ОЭСР (АЯЭ/МЭА) и Китаем. Необходимо выделить наиболее важные для настоящего исследования аспекты: минимальные и максимальные значения однодневных капитальных затрат атомных электростанций отличаются в 3,5 раза; фотоэлектрических солнечных электростанций (бытового, коммерческого и промышленного назначения) — примерно в 2–2,5 раза; наземных и морских ветряных электростанций — примерно в 1,5 и 2,5 раза соответственно.

Статистические данные различных технологий производства электроэнергии

Технологии	Количество предприятий	Чистая мощность ¹ (МВтч.)				Однодневные капитальные затраты ² (в долларах США/кВтч.)			
		Мин.	Сред.	Медиа	Макс.	Мин.	Сред.	Медиа	Макс.
Газовые электростанции (ГТКЦ)	13	350	551	475	900	627	1 021	1 014	1 289
Газовые электростанции (ГТОЦ)	4	50	274	240	565	500	708	699	933
Угольные электростанции	14	605	1 131	772	4 693	813	2 080	2 264	3 067
Атомные электростанции	11	535	1 434	1 300	3 300	1 807	4 249	4 896	6 215
Фотоэлектрические солнечные электростанции бытового назначения	12	0,003	0,007	0,005	0,02	1 867	2 379	2 297	3 366
Коммерческие фотоэлектрические солнечные электростанции	14	0,05	0,34	0,22	1,0	728	1 583	1 696	1 977
Крупномасштабные фотоэлектрические солнечные электростанции	12	1	19,3	2,5	200	937	1 555	1 436	2 563
Термодинамические электростанции	4	50	135	146	200	3 571	5 964	6 072	8 142
Наземные ветряные электростанции	21	2	38	20	200	1 200	1 911	1 804	2 999
Морские ветряные электростанции	12	2	275	223	833	3 703	4 985	4 998	5 933
Малые ГЭС	12	0,4	3,1	2	10	1 369	5 127	5 281	9 400
Крупномасштабные ГЭС	16	11	1 093	50	13 050	598	3 492	2 493	8 687
Геотермические электростанции	6	6,8	62	27	250	1 493	4 898	5 823	6 625
Электростанции на биомассе или биогазе	11	0,2	15,4	10	900	587	4 447	4 060	8 667
Когенерационные электростанции (всех типов)	19	0,2	5,3	1,1	62	926	4 526	2 926	11 988

1. Под чистой мощностью может подразумеваться мощность блока или совокупная мощность нескольких блоков, расположенных на одной и той же площадке.
2. Однодневные затраты включают затраты на подготовку к строительству (затраты владельца), издержки на строительство (проектирование, закупка и сооружение), а также непредвиденные издержки, но не включают процент, начисляемый в ходе строительства объекта (IDC).

Источник: ОЭСР, 2015 г.

Вставка 3.1. Инвестиционные издержки технологий выработки электроэнергии (продолжение)

ПВИЭ характеризуются дополнительным фактором дифференцирования по местоположению, который также влияет на коэффициент нагрузки. Согласно данным, также основанным на отчёте ОЭСР (2015), значения коэффициентов нагрузки фотоэлектрических солнечных электростанций находятся в диапазоне от 10 до 21 % (ОЭСР 2015, табл. 3.5), наземных ветряных электростанций — от 20 до 49 % и морских ветряных электростанций — от 39 до 48 % (ОЭСР 2015, табл. 3.6). Все вышеизложенные параметры отражаются в полной приведённой стоимости электроэнергии (LCOE), о чём в отчёте ОЭСР (2015) содержатся чёткие указания.

Авторы настоящего исследования хорошо осведомлены о данных различиях в уровне инвестиционных издержек и коэффициентах нагрузки. Безусловно, некоторые площадки располагают очень благоприятными условиями для использования ПВИЭ, однако существуют также и другие обстоятельства, при которых генерация ПВИЭ сопряжена с очень высоким уровнем затрат. Аналогичное можно утверждать в отношении строительства новых АЭС: издержки на строительство станут одним из факторов, определяющих наличие или отсутствие атомных электростанций в структуре генерирующих мощностей будущего. Тем не менее, для лучшего понимания механики системных издержек необходимо выбрать определённые параметры. С методологической точки зрения целесообразно усреднить значения, указанные в издании «Прогнозируемые издержки на выработку электроэнергии» (ОЭСР, 2015). В целях отображения прогнозируемого в будущем снижения затрат, связанных с использованием ПВИЭ, в настоящем исследовании также предусмотрен отдельный сценарий со значительно более низким уровнем усреднённых инвестиционных издержек, касающихся ПВИЭ. В любом случае указанные исходные параметры влияют на конечные результаты, которые не следует считать применимыми повсеместно. В зависимости от площадки, страны и региона значения системных издержек могут иметь (существенно) более низкий или (существенно) более высокий уровень по сравнению с расчётами, приводимыми в настоящем исследовании.

Во всех сценариях применяются одинаковые предположения, касающиеся затрат и средств обеспечения манёвренности всех технологий производства и хранения электроэнергии. Единственным исключением является последний основной сценарий (сценарий «Низкозатратные ПВИЭ»), в котором однодневные капитальные затраты и издержки на ЭИТО, касающиеся ПВИЭ, были снижены на 33–60 %.

Таблица 2. Предположения, касающиеся издержек генерирующих предприятий и систем хранения

Технология	Ставка дисконтирования	Размер (МВт)	Электрический КПД (%)	Коэффициент нагрузки (%)	Время сооружения (в годах)	Жизненный цикл (в годах)	Одноразовые капитальные затраты (вкл. материалы, инд.) (в долл. США/кВт)	Газовые инвестиционные издержки (в долл. США/МВт/год)	Издержки на топливо (в долл. США/МВт·ч)	Издержки на ЭиТО	
										Постоянные (в долл. США/МВт/год)	Переменные (в долл. США/МВт·ч)
Газовые электростанции (ГТОЦ)	7 %	300	38,0 %	85 %	2	30	700	58 380	80,81	20 000	15,30
Газовые электростанции (ГТКЦ)	7 %	500	58,0 %	85 %	2	30	1050	87 580	52,94	26 000	3,50
Угольные электростанции	7 %	845	45,0 %	85 %	4	40	2 200	183 170	21,84	37 000	5,00
АЭС	7 %	1 000	33,0 %	85 %	7	60	4 700	413 880	10,00	100 000	1,50
Наземные ВЭС	7 %	50		30 %	1	25	2000	171 620	0,00	62 000	0,00
Морские ВЭС	7 %	250		40 %	1	25	5000	429 050	0,00	175 000	0,00
Фотоэлектрические СЭС	7 %	1		15 %	1	25	1600	137 300	0,00	36 000	0,00
Русловые ГЭС	7 %	10		50 %	5	80	4300	347 750	0,00	65 000	0,00
ГЭС с водохранилищем	7 %	10		20 %	5	80	3250	262 830	0,00	50 000	0,00
Гидроаккумулирующие электростанции	7 %	10		Н/Д	5	80	4450	359 890	0,00	65 000	0,00
Аккумуляторные батареи	7 %	1	90,0 %	Н/Д	1	10	1146	163 164	Н/Д	17 190	0,00
Наземные ВЭС сценарий низкочастотных ПВИЭ	7 %	50		30 %	1	25	1333	114 410	0,00	41 333	0,00
Морские ВЭС сценарий низкочастотных ПВИЭ	7 %	250		40 %	1	25	2500	214 530	0,00	87 500	0,00
Фотоэлектрические СЭС сценарий низкочастотных ПВИЭ	7 %	50		30 %	1	25	640	54 920	0,00	14 400	0,00

Технические и экономические данные, используемые для отображения манёвренности, т. е. изменения нагрузки тепловых электростанций (атомных, угольных и газовых), приведены в табл. 3. Данные значения основаны на совокупности результатов, содержащихся в опубликованных изданиях и оценках экспертов. Они также являются усреднёнными. В случае сомнений были использованы наиболее консервативные допущения. В частности, в рамках настоящего исследования применены консервативные допущения в отношении манёвренности атомных электростанций, так как некоторые из них способны снижать мощность до минимальных уровней, составляющих менее 50 %, со скоростью 2 % в минуту. Однако в целом испытательные запуски, осуществлённые при использовании модели GenX (Дженкинс и др., 2017) показывают, что изменение параметров манёвренности тепловых электростанций не имеет определяющего влияния на оптимальную конфигурацию энергосистемы. Принимая во внимание соотношение высоких постоянных издержек и переменных издержек, общее количество часов работы при полной нагрузке является более важным экономическим показателем для атомной электростанции, чем небольшое количество дополнительных часов работы, в течение которых АЭС может замещать альтернативный источник манёвренности. Пределы использования атомной энергии в качестве манёвренного источника выработки электроэнергии определяются экономическими, а не техническими характеристиками.

В рамках настоящего исследования также осуществлялось моделирование возможностей управления спросом (УС), позволяющих сократить до 4 % нагрузки с соответствующими издержками, составляющими 500 долларов США/МВт·ч. Несмотря на то, что применение новых технологий, подобных электромобилу, может снизить затраты на УС, рассматриваемое допущение по-прежнему требует эмпирических доказательств. Учёт постоянных издержек на УС не производится. Наконец, учитываются стоимость недоотпуска электроэнергии в размере 10 000 долларов США/МВт·ч и штраф за несоблюдение требований к резервированию, составляющий 5 000 долларов США/МВт·ч. Все технологии могут способствовать обеспечению требований к резервированию в пределах собственных технических возможностей. Последние могут быть учтены в качестве параметра при более точном моделировании системы, приближающемся к условиям режима реального времени.

Таблица 3. Параметры манёвренности и издержки традиционных электростанций

	Газовые электростанции ГТОЦ	Газовые электростанции ГТКЦ	Угольные электростанции	АЭС
Минимальный уровень мощности (%)	25 %	30 %	40 %	50 %
Коэффициент изменения мощности (%Pmax/ч)	100 %	70 %	30 %	20 %
Минимальное время набора мощности (ч)	1	4	8	8

Минимальное время снижения мощности (ч)	1	6	8	24
Пусковое топливо (тыс. БТЕ/пуск)	200	700	2600	Н/Д
Стоимость пуска (в долларах США/МВт/пуск)	50	150	250	500

Данные о стоимости и технических характеристиках различных технологий генерации, применяемые при моделировании, на котором основано настоящее исследование, соответствуют новым электростанциям, подлежащим вводу в эксплуатацию в 2020 году. Разумеется, что к 2050 году указанные характеристики могут измениться. Благодаря УХУ угольная энергетика может стать жизнеспособной технологией, малые модульные реакторы (ММР) или новейшие крупные атомные энергоблоки могут стать более дешёвыми и более манёвренными, возможно дальнейшее снижение издержек, связанных с хранением и управлением спросом. Тем не менее, выработка политики — искусство возможного. Даже при разработке долгосрочной политики необходимо опираться на существующие в настоящее время эмпирические факты. Настоящий отчёт даёт информацию политикам о стоимости достижения масштабных заданных показателей, касающихся снижения выбросов углекислого газа, посредством использования различных структур генерирующих мощностей, состоящих из доступных на данный момент технологий.

Используемые инструменты и методология

Имитационное моделирование энергосистемы в рамках настоящего исследования было выполнено группой экспертов по моделированию энергосистем, прошедших подготовку и ведущих исследовательскую деятельность в Массачусетском технологическом институте (MIT), посредством использования модели GenX⁸. Данная модель была разработана в MIT и применена для проведения большого количества анализов, включая долгосрочное планирование выработки и расширения сети передачи электроэнергии, а также краткосрочное имитационное моделирование эксплуатации и оптимизации, результаты которых были опубликованы (MIT, 2016 и 2018). В рамках данного моделирования определяются инвестиционные решения, касающиеся энергетических объектов, которые (при оптимальной эксплуатации) могут удовлетворять спрос на электроэнергию конкретной системы при минимальных затратах, определяющихся такими эксплуатационными ограничениями, как предел скорости изменения мощности и планирование циклов работы агрегатов. Модель GenX также может быть применена для оценки экономической целесообразности и экономического воздействия новых технологий (например, технологий хранения, УС, распределённой энергетики, передовых ядерных технологий) и определения эффекта равновесия в рамках применения каких-либо политических мер, таких как ограничения на выбросы углекислого газа, налоги на выбросы CO₂ или нормы, касающиеся возобновляемых энергоресурсов (Сепульведа, 2016).

Для определения оптимальных инвестиционных и эксплуатационных решений в GenX применяются такие методы математической оптимизации, как линейное программирование (ЛП) и продвинутое частично-целочисленное программирование (ЧЦЛП). Формально данная модель может быть разделена на два компонента: первый компонент способствует принятию решений по разработке энергоресурсов (расширение мощностей); второй компонент способствует принятию эксплуатационных решений, связанных с различными разработанными на первой стадии энергоресурсами (выбор состава работающих агрегатов и экономичное распределение нагрузки). Особенность GenX заключается в том, что используемая функция расчёта стоимости учитывает не только капитальные затраты и переменные эксплуатационные издержки, но и издержки, связанные с более интенсивным циклическим режимом работы, зависящие от целого ряда технических ограничений, что гарантирует техническую осуществимость моделируемой системы.

Анализ системы электроснабжения сопряжён с трудностями, связанным с размерностью, из-за со временем растущего экспоненциальным образом числа условных переменных и количества эксплуатационных показателей и представлений сети. На рис. 21 представлена область имитационного моделирования с графическим представлением различных вычисляемых показателей. Демонстрируются разные варианты, начиная с элементарной одноузловой системы с экономичным распределением нагрузки и применением только временных блоков без учёта межвременных аспектов; и заканчивая полным воспроизведением сети с приближением потока мощности постоянного тока, в котором отдельно учитывается состав работающего оборудования и резервы каждой электростанции в долгосрочном контексте. Тем не менее, важно отметить, что в процессе имитационного моделирования не могут быть учтены все параметры одновременно. Ограниченность вычислительных ресурсов подразумевает ослабление точности расчёта каждого показателя; таким образом, больший уровень детализации одного показателя, как правило, означает больший уровень абстракции в других областях. Уровень детализации имитационного моделирования, осуществлённого в рамках настоящего исследования АЯЭ, отображён (синим цветом) на рис. 21, а именно:

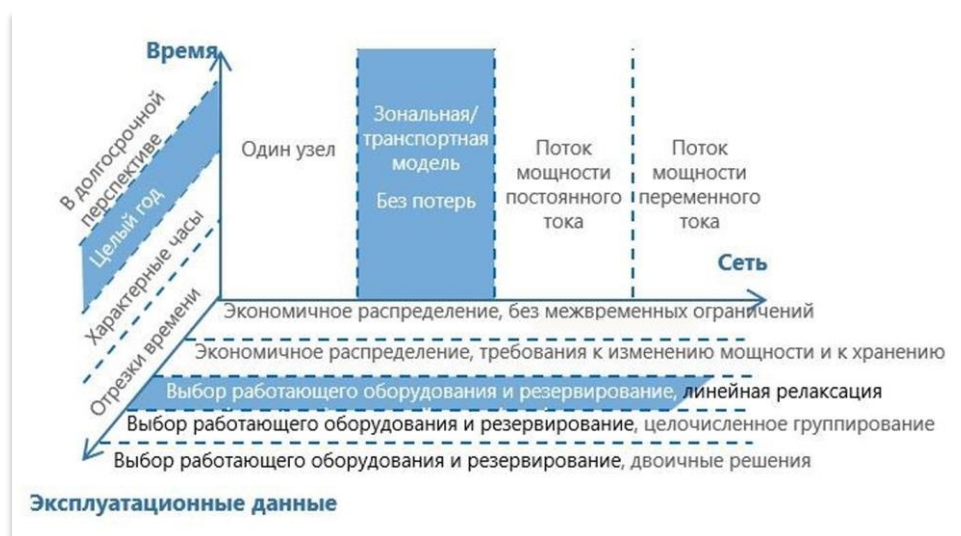
- полный год представлен часовыми интервалами;
- модель состоит из двух регионов, межсистемные связи представлены в качестве ограничений «трубопроводного» потока мощности без потерь при передаче электроэнергии;

8. Исследователи, участвующие в данных анализах: Нестор Сепульведа, Фернандо де Систернес и Джесси Дженкинс.

- эксплуатационные ограничения, касающиеся состава работающего оборудования, представлены посредством линейной релаксации;
- непосредственное представление требований к резервированию.

В настоящем исследовании также учитывается гипотеза, согласно которой распределение электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, не является приоритетным и непосредственно не субсидируется; таким образом, сокращение генерации ПВИЭ может происходить в любой момент, если таковое способствует сокращению издержек системы (например, предотвращение затрат на отключение и на последующий пуск тепловой электростанции). Аналогичным образом внедрение ПВИЭ в систему определяется извне без механизма непосредственной компенсации сверх рыночной цены; следовательно, распределение электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, имеет место только из чисто экономических соображений и, соответственно, не должно производиться при ценах, находящихся ниже уровня соответствующих предельных издержек на выработку электроэнергии (которые считаются равными нулю).

Рисунок 21. Размерность GenX и выбранные для моделирования параметры



Подробная информация и технические данные о программном обеспечении GenX приводятся в Приложении 3.A2. В данном приложении описываются наиболее важные допущения⁹, принятые для облегчения числового восприятия показателей задачи существующими вычислительными инструментами, и производится качественная оценка их потенциального влияния на результаты.

Основные измеряемые параметры и условные обозначения, используемые в рамках настоящего исследования

В ходе анализа сложной объединённой энергосистемы, подверженной серьёзным ограничениям на выбросы углекислого газа и характеризующейся обязательной долей уже имеющихся ресурсов (гидроресурсов и ПВИЭ), следует уделять особое внимание надлежащему определению и расчёту различных показателей, используемых для сравнения разных сценариев. Действительно, существуют различные способы расчёта важных параметров, таких как затраты на производство электроэнергии, а также учёта различных характеристик каждой отдельной системы. Выбор используемых показателей продиктован целью обеспечения сопоставимости результатов разных сценариев.

9. Четыре основные допущения, рассматриваемые в дополнении: 1) нейтральное отношение к риску и идеальная конкуренция на рынке, 2) моделирование сети передачи и распределения, 3) идеальное прогнозирование будущего спроса и уровня выработки электроэнергии ПВИЭ, 4) представление только одного года.

Самые главные предположения и показатели, используемые в настоящем исследовании, касаются того, как учитывались потоки электроэнергии между двумя регионами, ресурсы, уже имеющиеся в системе, и уровни выбросов CO₂.

При анализе системы, объединяющей два или более регионов, происходит переток электроэнергии из региона, в котором переменные издержки на выработку электроэнергии имеют более низкий уровень по сравнению с регионом, в который подаётся электроэнергия. Направление таких потоков может изменяться несколько раз в день в зависимости от доступных ресурсов выработки электроэнергии и профиля спроса в разных взаимосвязанных регионах. Однако физические (и экономические) потоки в разных регионах не всегда компенсируют друг друга в течение одного года, что ведёт к существованию разницы между объёмом электроэнергии, выработанной и потреблённой в каждом регионе. Следовательно, объём «выработанной электроэнергии» и «затраты на выработку электроэнергии» можно определить двумя разными способами в зависимости от выбора учитываемых компонентов. Один из возможных показателей можно получить путём учёта объёма электроэнергии, выработанной в каждом регионе, и соответствующих затрат независимо от места потребления электроэнергии. Удельные затраты на производство электроэнергии рассчитываются путём деления совокупных издержек на выработку электроэнергии на объём электроэнергии, произведённой в регионе. Второй возможный показатель можно получить посредством расчёта совокупных издержек на выработку электроэнергии, потреблённой в определённом регионе, независимо от места её выработки. Таким образом, издержки на удовлетворение спроса на электроэнергию в каждом регионе можно определить, как сумму совокупных издержек на выработку электроэнергии, произведённой в данном регионе, и издержек на импорт электроэнергии из другого региона, из которой вычитаются доходы от экспорта электроэнергии¹⁰. Удельные издержки на удовлетворение спроса рассчитываются путём деления совокупных издержек на удовлетворение спроса на совокупный объём электроэнергии, потреблённой в данном регионе.

В настоящем исследовании последовательно используется последний показатель. Таким образом, под «издержками на выработку электроэнергии» в определённом регионе косвенно подразумеваются затраты на выработку электроэнергии, необходимые для удовлетворения спроса в данном регионе.

Вторым важным аспектом является то, должны ли (и каким образом) учитываться уже имеющиеся гидроэнергетические ресурсы, т. е. русловые гидроэлектростанции, гидроэлектростанции с водохранилищем и гидроаккумулирующие электростанции. В основе настоящего исследования лежит следующая гипотеза: гидроэнергетические ресурсы уже сооружены и доступны для использования в системе. Уровень их использования одинаков в семи из восьми рассматриваемых сценариев.

Соответственно, в настоящем исследовании мы не учитывали уже имеющиеся гидроэнергетические ресурсы при оценке стоимости. Как следствие, при расчёте удельных издержек на удовлетворение спроса на электроэнергию (выражаемую в долларах США/МВт·ч) совокупные издержки делятся на объём годового спроса на электроэнергию минус объём электроэнергии, выработанной русловыми гидроэлектростанциями и гидроэлектростанциями с водохранилищем. По сути, гидроэнергетические ресурсы представляются собой «бесплатный» источник обеспечения манёвренности, уже присутствующий в системе. Другой подход мог бы заключаться в непосредственном учёте издержек на производство и объёма электроэнергии, вырабатываемой этими уже имеющимися ресурсами. Однако учёт издержек таких уже имеющихся в системе объектов просто увеличил бы на ту же сумму стоимость выработки электроэнергии во всех семи сценариях; таким образом, учёт или исключение гидроресурсов при оценке стоимости никак не повлияли бы на сравнение этих семи сценариев. Однако сравнение данных сценариев со сценарием, в котором отсутствуют гидроэнергетические ресурсы, было бы усложнено.

Наконец, в связи с приближениями численных значений, значение уровня выбросов CO₂, фактически достигнутое в каждом сценарии, может несколько отличаться от заданного уровня, равного 50 г/кВт·ч. Подобный дисбаланс был исправлен путём установления цены на выбросы углекислого газа, равной 35 долларам США/тCO₂, т. е. цены на выбросы углекислого газа, которая считается достаточной для достижения уровня сокращения выбросов углекислого газа в главном регионе, предусмотренного в базовом сценарии.^{11, 12} Во всех сценариях кроме базового, в рамках которого выброс углекислого газа в регионе 2 значительно ниже заданного уровня (см. рис. 51), этими поправками можно пренебречь.

10. Стоимость импортированной электроэнергии (или экспортированной электроэнергии) в регионе рассчитывается путём умножения объёма импортированной (или экспортированной) электроэнергии на удельные цены, практикуемые в данном регионе.
11. Например, если объём выбросов CO₂ превысит заданный уровень на 1 000 тонн, объём годовых издержек на выработку электроэнергии вырастет на 35 000 долларов США. Аналогичным образом, если объём выбросов углекислого газа окажется ниже заданного уровня на 1 000 тонн, издержки на выработку электроэнергии будут сокращены на 35 000 долларов США.
12. Уровень налога на выбросы углекислого газа, необходимый для достижения требуемого уровня сокращения выбросов, существенно зависит от рассматриваемой системы, ценовых предположений, касающихся низкоуглеродных технологий и ГТКЦ, а также и от того,

Системные издержки — это дополнительные затраты, превышающие издержки эталонной системы. Как уже отмечалось в главе 2, определение системных издержек и их количественная оценка зависят от выбранной эталонной системы. В настоящем исследовании системные издержки, связанные с использованием ПВИЭ, рассчитываются по отношению к эталонной системе, в которой используются исключительно технологии, предусматривающие возможность диспетчерского управления. Такой постулат позволяет наиболее простым и эффективным способом определять и рассчитывать системные издержки, связанные с использованием ПВИЭ. Следует отметить, что эталонная система также может определяться как наиболее экономически эффективная система с наименьшим уровнем затрат. В соответствии с предположениями об издержках, применяемыми в рамках настоящего исследования, эталонная система также является самой экономически эффективной системой с наименьшим уровнем затрат. Однако показатели двух эталонных систем расходятся как только издержки на уровне электростанции, касающиеся ПВИЭ, достигают значений, находящихся ниже уровня соответствующего показателя ядерной энергетики; например, согласно предположениям об издержках, предусматриваемым в Сценарии VI, система с наименьшими затратами должна иметь долю технологий, использующих ПВИЭ.¹³

Некоторые аспекты моделирования

Перед тем, как перейти к представлению и изложению основных выводов данного исследования, необходимо отметить ограничения возможностей анализа, связанные с инструментами моделирования, а также с влиянием применяемых экономических и технических предположений. С прочими аспектами можно ознакомиться в Приложении 3.A2. За исключением гидроэнергетических ресурсов, которые определяются извне во всех сценариях, в рамках настоящего исследования электроэнергетическая система рассматривается как созданная «с нуля»: структура генерирующих мощностей и почасовое распределение нагрузки между отдельными электростанциями оптимизированы для удовлетворения спроса на электроэнергию при минимальных затратах. Такой выбор обеспечивает представление структуры генерирующих мощностей в перспективе 2050 года и позволяет беспристрастное сравнение разных низкоуглеродных технологий и стратегий декарбонизации. Однако подобное моделирование не даёт информации о возможных путях достижения такой структуры генерирующих мощностей, используемой в долгосрочной перспективе, при принятии в качестве отправной точки существующее структуры генерирующих мощностей. Экономические предположения и технические характеристики основных технологий выработки электроэнергии, возможностей хранения и мер управления спросом отражают прогнозы МЭА/АЯЭ, касающиеся стран-членов ОЭСР на 2020 год, а также другие имеющиеся оценки. Они повлияли как на технические, так и на экономические выводы настоящего исследования. Например, радикальное снижение уровня издержек на выработку электроэнергии ПВИЭ по сравнению с другими низкоуглеродными технологиями, предусматривающими возможность диспетчерского управления, значительное снижение затрат на хранение или широкомасштабное развитие средств обеспечения регулирования спроса могут существенно повлиять на уровень совокупных издержек на выработку электроэнергии и системных издержек.

Учитывая сложность и длительный период времени, необходимый для оптимизации энергетической системы, потребовались некоторые упрощения для получения результатов расчётов в пределах разумных временных рамок. Основные допущения, сделанные в рамках настоящего исследования, включают в том числе следующие: (1) рассматривается только один год с временными интервалами в один час, (2) регион континентального масштаба рассматривается как упрощённая система с возможностью беспрепятственной передачи энергии, состоящая из двух регионов, без подробного представления сети передачи и распределения и (3) решения, касающиеся оптимальной структуры генерирующих мощностей и распределения нагрузки электростанций, принимаются с учётом идеального прогнозирования будущего спроса, а также генерации ПВИЭ. Вследствие принятия таких допущений затраты на подключение к сети и издержки на передачу и распределение не учитываются, а также не включаются в процесс оптимизации. Ввиду ограничения анализа одним годом и предполагаемого идеального прогнозирования будущего спроса и уровня выработки электроэнергии возобновляемыми источниками, скорее всего, полученная структура генерирующих мощностей не будет оптимальной для другого календарного года или для более продолжительного периода. Возможно даже, что такая структура генерирующих мощностей не сможет гарантировать приемлемый уровень надёжности поставок в другие метеорологические годы или учёт распределения нагрузки между электростанциями в условиях неопределённости. В частности, применение только одного сценария, в котором система рассматривается как система с возможностью беспрепятственной передачи энергии с предположением точного прогнозирования будущего спроса и выработки электроэнергии возобновляемыми источниками, является слишком оптимистичным вариантом, особенно в сценариях с 50-процентной и 75-процентной долей ПВИЭ: такие предположения неизбежно приводят к недооценке издержек,

анализируется ли вопрос в краткосрочной или в долгосрочной перспективе. Разные предположения могут привести к существенно отличающимся значениям требуемого уровня цены на выбросы углекислого газа.

13. Следует отметить, что в соответствии с предположениями, применяемыми в рамках настоящего исследования, наиболее оптимальной системой с наименьшими затратами будет система, в которой минимизируются затраты на обеспечение электроэнергией, т. е. сумма издержек на уровне электростанции и системных издержек. Иными словами, оптимальная доля выработки электроэнергии ПВИЭ достигается тогда (и только тогда), когда пониженные издержки на уровне электростанции, касающиеся ПВИЭ, полностью компенсируют соответствующие системные издержки.

связанных с сокращением генерации ПВИЭ, и издержек на выравнивание нагрузок, к недооценке резерва надёжности поставок и к завышению оценок фактической мощности ПВИЭ и стоимости хранения.

В целом, данная модель не создана для эксплуатации при временных интервалах ниже одного часа и, следовательно, не предусмотрена для предоставления данных об общей стабильности системы и надёжности электроснабжения. Учёт этих аспектов неизбежно увеличил бы издержки на выработку электроэнергии во всех анализируемых сценариях. Предполагается, что увеличение затрат будет иметь больший масштаб в сценариях с высокой долей генерации ПВИЭ, в которых непредсказуемость и годовые колебания в балансе выработки/нагрузки становятся более значимыми, что ведёт к более высоким издержкам на резервирование по сравнению с нынешними оценками. Несмотря на ограничения, присущие всем типам численного моделирования, количественный анализ позволяет получить ценные технические и экономические сведения, касающиеся интеграции низкоуглеродных технологий в электроэнергетическую систему, и сделать некоторые политические выводы.

3.3. Факторы, влияющие на электроэнергетическую систему и на генерирующие предприятия

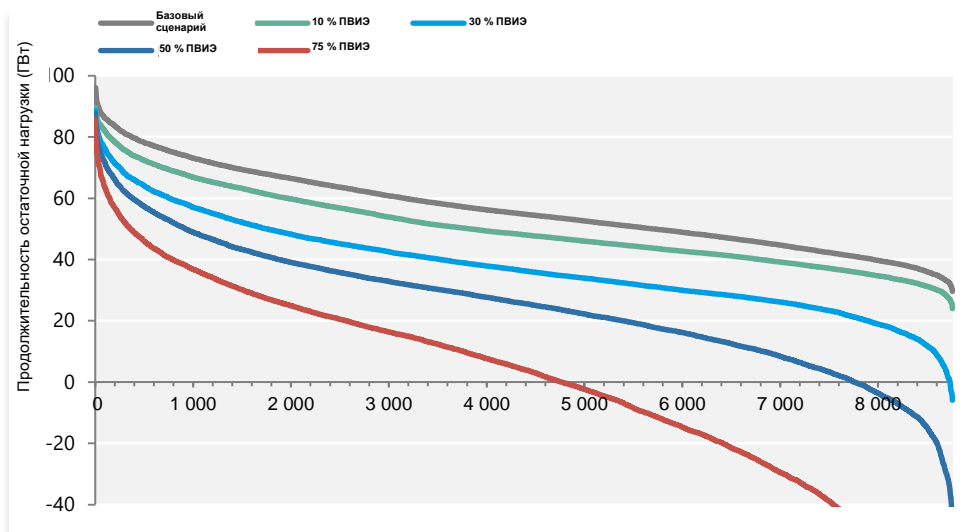
Как указывалось в главе 2, с развёртыванием ПВИЭ изменяется профиль остаточной нагрузки, а также, как правило, она становится более изменчивой, что характеризуется более масштабными, частыми и резкими изменениями мощности, наблюдаемыми в остальных элементах системы. Как следствие, долгосрочная оптимальная структура генерирующих мощностей изменяется в сторону развёртывания большего количества пиковых и полупиковых электростанций в ущерб электростанциям базовой нагрузки. Повышенная изменчивость остаточной нагрузки также влияет на режим эксплуатации традиционных электростанций, от которых могут требоваться более частые изменения мощности и работа при меньших коэффициентах нагрузки. Наконец, когда внедрение ПВИЭ достигает высоких уровней, генерацию ПВИЭ приходится периодически сокращать даже в системах, характеризующихся адекватным уровнем пропускной способности межсистемных связей и значительной ёмкостью установок хранения, в таких, как система, рассматриваемая в рамках настоящего исследования. В данном разделе рассматриваются некоторые из указанных вопросов с учётом данных, полученных в результате количественного моделирования.

Остаточная нагрузка

Остаточная нагрузка определяется как разность совокупной нагрузки и объёма электроэнергии, вырабатываемой электростанциями без диспетчерского управления (такими как русловые гидроэлектростанции и электростанции на основе ПВИЭ), которая должна быть обеспечена остальными элементами электроэнергетической системы, т.е. посредством использования адекватной комбинации электростанций, предусматривающих возможность диспетчерского управления, установок хранения, средств управления спросом, а также обмена с соседними регионами. В этом отношении, профиль и прогнозируемость остаточной нагрузки являются двумя ключевыми показателями задач, стоящих перед остальными элементами электроэнергетической системы. Чем более ровной и предсказуемой является кривая остаточной нагрузки, тем больше доля более дешёвых электростанций базовой нагрузки и тем меньше уровень необходимых эксплуатационных резервов.

При 10-процентном уровне внедрения воздействие на кривую продолжительности остаточной нагрузки является минимальным ввиду благоприятной корреляции между спросом и генерацией фотоэлектрических солнечных и ветряных электростанций, см. рис. 22. Такое воздействие отражено практически параллельным смещением кривой продолжительности нагрузки по отношению к кривой базового сценария. Также не наблюдается ни колебаний остаточной нагрузки, ни существенных изменений в скорости изменения мощности в процессе генерации тепловых электростанций. Таким образом, интеграция начального объёма мощностей ПВИЭ в систему, рассматриваемую в настоящем исследовании, не влияет на структуру остальных элементов системы и на требования к обеспечению манёвренности, предъявляемые к традиционной структуре генерирующих мощностей.

Рисунок 22. Годовые кривые продолжительности остаточной нагрузки для разных долей генерации ПВИЭ



Подобная ситуация не сохраняется при более значимых уровнях внедрения ПВИЭ. С ростом доли генерации ПВИЭ кривая продолжительности остаточной нагрузки становится более крутой, а выработка электроэнергии за счёт использования ПВИЭ более значимым образом влияет на правый конец кривой (периоды низкого остаточного спроса и высокого уровня генерации ПВИЭ, в течение которых ценность вырабатываемой электроэнергии понижена), чем на левую часть кривой (периоды высокого остаточного спроса и низкого уровня генерации ПВИЭ, в течение которых ценность вырабатываемой электроэнергии повышена). Таким образом, получающаяся оптимальная структура генерирующих мощностей с большей вероятностью должна содержать большее количество пиковых и полупиковых электростанций и меньшее количество базовых электростанций. Количество часов, в течение которых ПВИЭ полностью удовлетворяют спрос, увеличивается с ростом уровня внедрения; генерация ПВИЭ должна быть сокращена при отсутствии возможности хранения избыточного объёма электроэнергии или передачи в соседний регион посредством межсистемных связей. Несмотря на то, что это не отражается на КПОН, показанных на рис. 22, степень изменчивости и непредсказуемости остаточной нагрузки постоянно растёт, поскольку она оказывается полностью зависимой от нестабильной генерации ПВИЭ, а не от более предсказуемого профиля спроса. Например, все показатели изменчивости остаточной нагрузки, как стандартное отклонение, так и максимальная амплитуда изменений нагрузки или скорости набора и снижения мощности, существенно увеличиваются с ростом доли генерации ПВИЭ. Комбинация большей изменчивости и меньшей предсказуемости остаточной нагрузки существенно увеличивает требования к манёвренности, предъявляемые к тепловым генерирующим мощностям, а также усложняют её обеспечение.

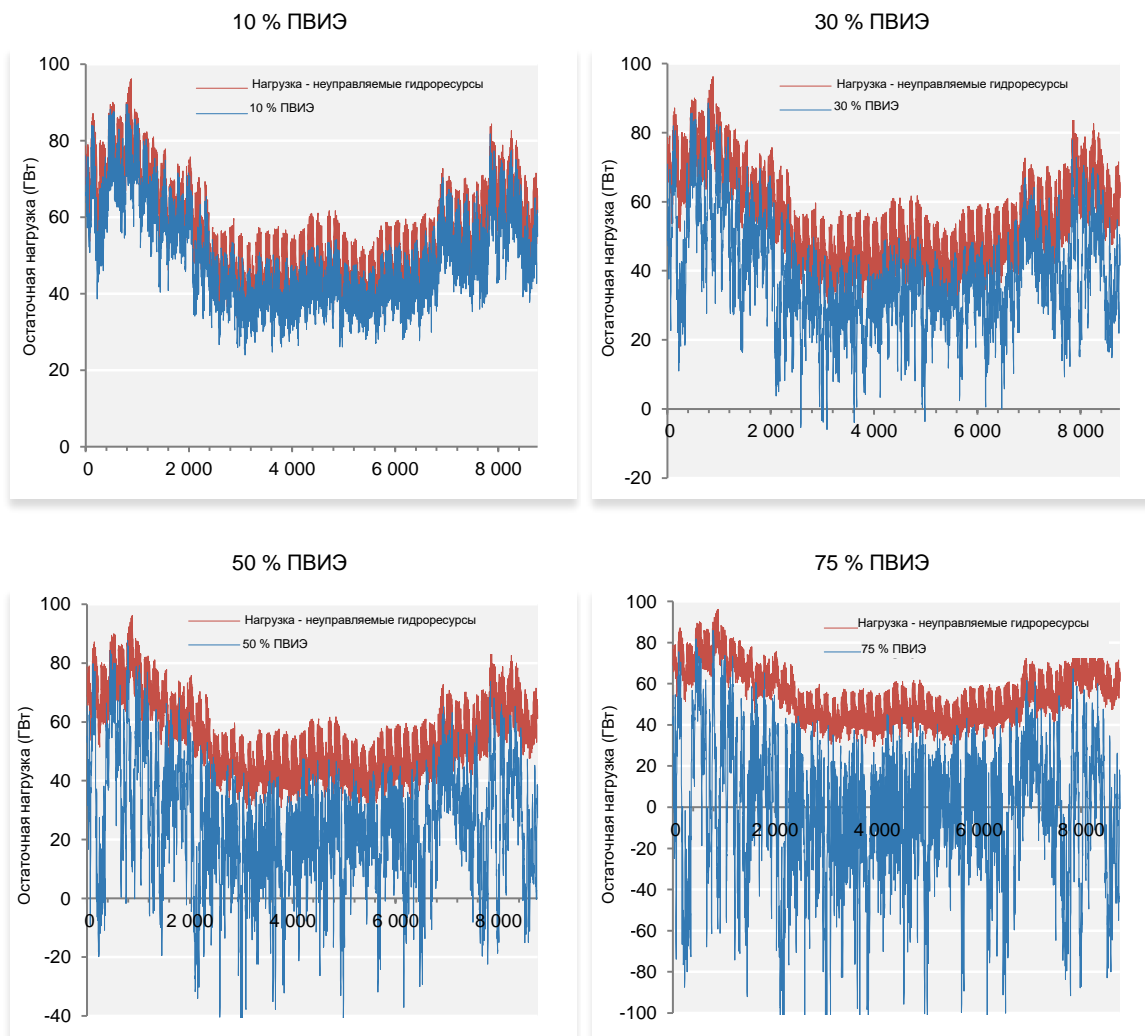
Когда доля генерации ПВИЭ достигает 50 %, наблюдается всё больше эпизодов, в течение которых электроэнергия, вырабатываемая ПВИЭ и неуправляемыми гидроресурсами, превышает спрос, что приводит к негативным значениям остаточной нагрузки. В таких случаях, если возможность хранения избыточного объёма электроэнергии или его передачи в соседние регионы отсутствует, избыточная выработка должна быть сокращена¹⁴. На рис. 23 отображена обозначенная красным цветом остаточная нагрузка в главном регионе, которая рассчитывается путём сокращения нагрузки на объём электроэнергии, вырабатываемой неуправляемыми русловыми ГЭС. На каждом из четырёх графиков остаточная нагрузка базового сценария (без ПВИЭ, обозначенная красным цветом) сравнивается с остаточной нагрузкой четырёх сценариев с заданным уровнем мощностей ПВИЭ, обозначенной синим цветом.

По мере развёртывания ПВИЭ наблюдается снижение остаточной нагрузки и растущее повышение её изменчивости, что отображается на графиках. Значительные воздействия также отражаются на максимальной амплитуде колебаний остаточной нагрузки, а также на градиентах этих изменений (на скорости изменения мощности). Такие эффекты становятся всё более значительными с ростом уровня внедрения ПВИЭ и постепенно усложняют выравнивание нагрузок электроэнергетической системы посредством использования генераторов, предусматривающих возможность диспетчерского управления, возможностей хранения электроэнергии, обмена между соседними регионами и мер управления спросом. Другой важной особенностью развёртывания ПВИЭ является то, что остаточная нагрузка становится не только более изменчивой, но и менее предсказуемой. В частности, особенно при значительных долях генерации ПВИЭ, профили обычно наблюдаемой дневной, недельной и сезонной нагрузки больше не отражаются в

14. Данный аспект более подробно рассматривается в разделе 3.

остаточной нагрузке. Они, в свою очередь, оказываются полностью зависимыми от колебаний генерации ПВИЭ. В данных условиях становится всё труднее заранее составлять графики периодических отключений тепловых электростанций на техническое обслуживание и, в случае атомных электростанций — на перезагрузку топлива. Кроме того, при значительной доле ПВИЭ запланированное уменьшение нагрузки при ожидаемом снижении спроса (например, на выходные или праздничные дни) также может существенно усложниться. По тем же причинам оптимизация эксплуатации управляемых гидроэнергетических ресурсов и прочих возможностей хранения становится всё более проблематичной.

Рисунок 23. Сравнение остаточной нагрузки при разных долях генерации ПВИЭ



Необходимо обратить внимание на то, что на рисунках используется разное масштабирование по вертикальной оси.

В табл. 4 представлены некоторые количественные показатели, которые могут быть использованы для характеристики изменчивости остаточной нагрузки: средний уровень остаточной нагрузки, стандартное отклонение, максимальная амплитуда изменений остаточной нагрузки (положительных и негативных) в течение 12 часов, а также максимальная скорость положительного и отрицательного изменения мощности в течение одного часа. Показатели изменчивости остаточного спроса в главном регионе представлены для пяти основных сценариев вместе с показателями нагрузки в качестве параметров сравнения. Наконец, на рис. 24 представлено распределение скорости изменения мощности, требующееся от тепловых электростанций в главном регионе при разных уровнях внедрения ПВИЭ; ввиду того, что рассматриваются исключительно тепловые электростанции, в графиках уже учитывается уменьшение скорости изменения мощности, связанное с благоприятными воздействиями сокращения генерации ПВИЭ и оптимального распределения управляемых гидроэнергетических ресурсов, возможностей хранения и механизмов управления спросом.

Таблица 4. Изменения остаточного спроса в главном регионе¹⁵

	Нагрузка	Остаточная нагрузка				
		Базовый сценарий	10 % ПВИЭ	30 % ПВИЭ	50 % ПВИЭ	75 % ПВИЭ
Среднее значение (ГВт)	61,3	56,3	50,2	37,9	25,9	9,4
Стандартное отклонение (ГВт)	13,2	12,7	12,5	14,9	18,4	20,2
Максимальная положительная амплитуда (ГВт)	25,3	23,4	26,2	38,9	56,8	70,4
Максимальная отрицательная амплитуда (ГВт)	-23,6	-22,5	-21,6	-40,4	-53,7	-77,1
Максимальная скорость положительного изменения мощности (ГВт·ч)	5,9	5,7	6,0	9,3	13,3	21,8
Максимальная скорость отрицательного изменения мощности (ГВт·ч)	-9,7	-8,9	-9,5	-13,6	-17,9	-25,2
Частота эпизодов превышения скорости изменения мощности ± 5 ГВт·ч	6,9%	4,9%	5,2%	10,4%	20,5%	28,7%
Частота эпизодов превышения скорости изменения мощности ± 10 ГВт·ч	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	1,8%	10,3%
Частота эпизодов превышения скорости изменения мощности ± 15 ГВт·ч	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,5%

Примечание. Максимальная положительная (отрицательная) амплитуда рассчитывается как максимальное положительное (отрицательное) изменение остаточной нагрузки в течение максимум 12 часов.

В главном регионе интеграция неуправляемых русловых гидроресурсов помогает снизить, даже если и незначительным образом, уровень изменчивости спроса¹⁶: наблюдается уменьшение всех показателей (стандартного отклонения, максимальной амплитуды изменений остаточной нагрузки и скорости изменения мощности). Интересен тот факт, что внедрение первых 10 % ПВИЭ несущественным образом отражается на совокупных изменениях остаточной нагрузки: максимальная амплитуда колебаний нагрузки и максимальная скорость изменения мощности лишь незначительно отличаются от соответствующих показателей базового сценария, в то время как общее стандартное отклонение вообще снижается. Такой результат указывает на то, что внедрение первых 10 % ПВИЭ не оказывает существенного влияния на остаточную нагрузку и на эксплуатационный режим выработки тепловых электростанций. Данное явление может объясняться высокой степенью корреляции между спросом и генерацией ветряных и солнечных электростанций, которая наблюдается в двух регионах, представленных в настоящем исследовании (подробная информация приводится в табл. 9 Приложения 3.A1). Однако степень изменчивости остаточной нагрузки заметно увеличивается при превышении 30-процентного уровня внедрения ПВИЭ. Например, стандартное отклонение остаточной нагрузки достигает значения, близкого к среднему, при 50-процентном уровне внедрения ПВИЭ. При достижении 75-процентного уровня внедрения ПВИЭ стандартное отклонение остаточного спроса увеличивается более чем в два раза по сравнению со средним значением.

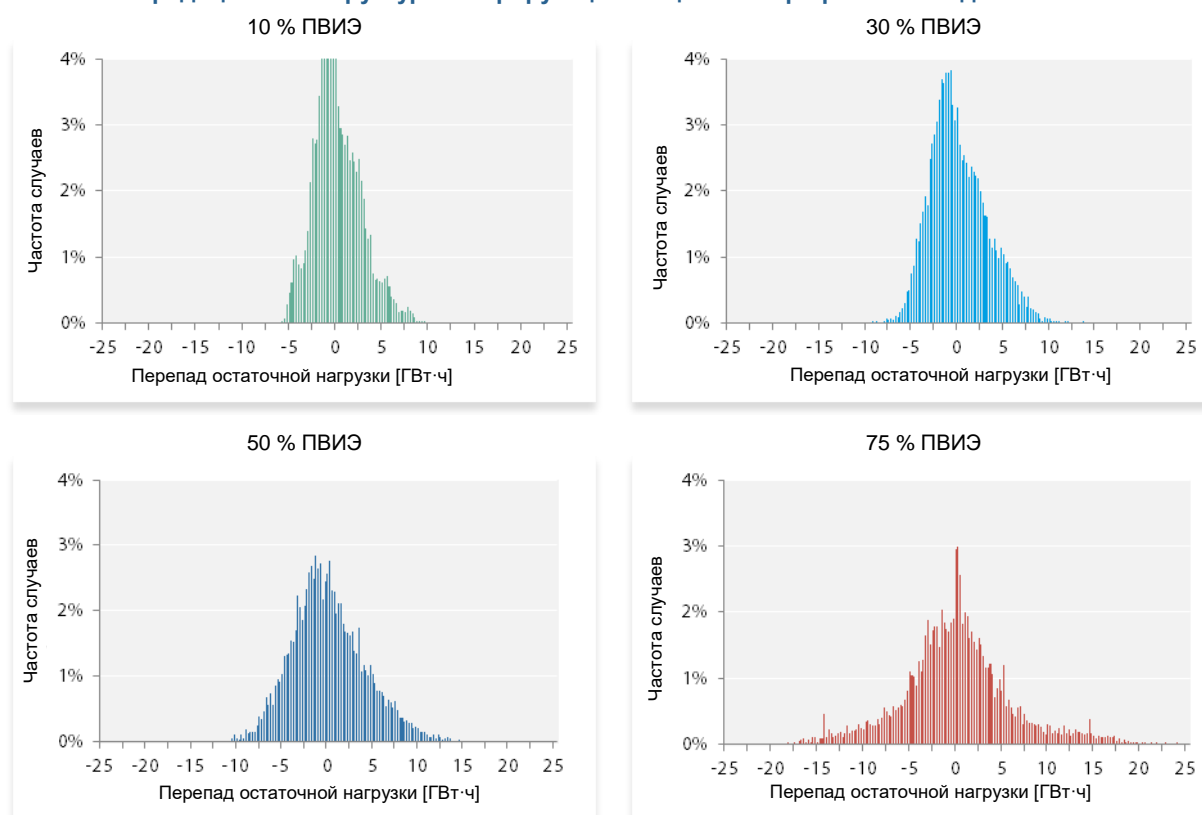
Схожие тенденции наблюдаются при анализе максимальной амплитуды остаточной нагрузки. Максимальная амплитуда нагрузки составляет около 25 ГВт в обоих направлениях: +25,3 ГВт при увеличении максимальной нагрузки и -23,6 ГВт при снижении максимальной нагрузки. Данные значения незначительно изменяются после интеграции неуправляемых гидроэнергетических ресурсов и первых 10 % ПВИЭ. Однако наблюдается значительное увеличение максимальной амплитуды нагрузки при достижении 30-процентного уровня внедрения ПВИЭ. Максимальная амплитуда нагрузки увеличивается почти в два раза до +39 ГВт и -40 ГВт при уровне внедрения, равном 30 %, в то время как при 50-процентном уровне внедрения ПВИЭ соответствующее значение составляет около 55 ГВт. В данных условиях энергосистеме необходимо за несколько часов повысить или понизить свою производительность в объеме, близком к значению средней нагрузки. Максимальные изменения остаточной нагрузки, которые системе необходимо выдержать в течение нескольких часов, значительно превышают 70 ГВт (более 70 % пикового спроса), согласно последнему сценарию, в котором 75 % электроэнергии вырабатывается ПВИЭ.

Также четко проявляются растущие трудности выравнивания нагрузок в системе при сравнении необходимой максимальной скорости изменения мощности (табл.4) и распределения скорости изменения мощности (рис. 24). Данные показатели характеризуют скорость, с которой мощность должна снижаться или

15. При расчёте остаточной нагрузки учитывался только чистый объём электроэнергии, вырабатываемой ветряными и фотоэлектрическими солнечными электростанциями, без учёта сокращённого объёма электроэнергии; учёт последнего привёл бы к значительному увеличению стандартного отклонения остаточного спроса (и к снижению среднего значения).
16. Для того, чтобы убедиться в преимуществах интеграции русловых гидроэнергетических ресурсов, результаты, указанные в колонке «Нагрузка» в табл. 4, следует сравнить с данными, касающимися «Остаточной нагрузки» базового сценария, которые были получены путём сокращения нагрузки на объём выработки русловых ресурсов.

расти (скорость изменения). Максимальное положительное часовое изменение спроса (увеличение мощности) составляет около 6 ГВт·ч, а максимальное отрицательное часовое изменение спроса (снижение мощности) — около -10 ГВт·ч. Кроме того, большая часть значений часовых изменений нагрузки находится в пределах ± 5 ГВт·ч и лишь в 7 % случаев изменения превышают данные значения. Как уже отмечалось, интеграция неуправляемых гидроэнергетических ресурсов и начального объема мощностей ПВИЭ несущественным образом уменьшает данные значения. При достижении 30-процентного уровня внедрения ПВИЭ максимальная скорость изменения мощности увеличивается до 9 ГВт·ч и -14 ГВт·ч. Кроме того, в 10 % случаев наблюдаемый перепад превышает ± 5 ГВт·ч. При 50-процентном уровне внедрения ПВИЭ около 20 % перепадов нагрузки превышают ± 5 ГВт·ч, а максимальная скорость изменения мощности увеличивается в два раза по сравнению со скоростью изменения спроса. Приблизительно в 2 % случаев скорость изменения мощности превышает ± 10 ГВт·ч. Ситуация ещё более усугубляется при достижении 75-процентного уровня генерации ПВИЭ: лишь в 70 % случаев перепады составляют ± 5 ГВт·ч, тогда как в 10 % случаев требуется изменение мощности, превышающее ± 10 ГВт·ч. Наблюдаемые значения максимальной скорости изменения мощности значительно превышают ± 20 ГВт·ч.

Рисунок 24. Перепад остаточной нагрузки (скорость изменения мощности), наблюдаемый в традиционной структуре генерирующих мощностей при различных долях ПВИЭ



Структура генерирующих мощностей и доли производства электроэнергии

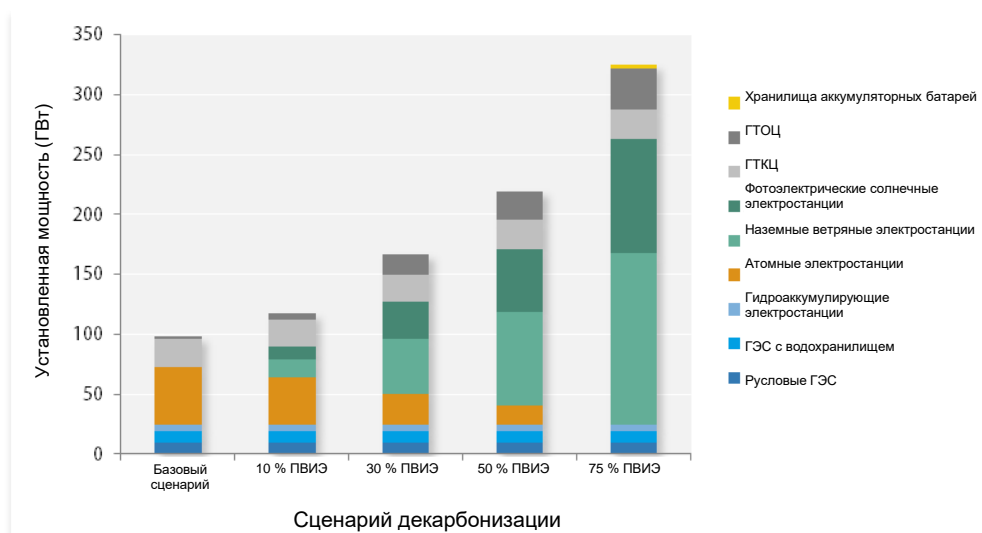
Сочетание обязательных уровней использования ПВИЭ со строгими ограничениями на выбросы углекислого газа оказывает существенное влияние на структуру генерирующих мощностей, а также на долю каждой технологии в выработке электроэнергии. Совокупная генерирующая мощность значительно увеличивается по мере и степени развёртывания ПВИЭ. Данное явление обусловлено тремя независимыми факторами:

- 1) поскольку коэффициент нагрузки электростанций, использующих ПВИЭ, значительно ниже соответствующего показателя традиционных тепловых электростанций, для производства одного и того же объема электроэнергии необходимы гораздо большие мощности, чем мощности тепловой электростанции, обеспечивающей базовую нагрузку;
- 2) при высоких уровнях внедрения требуется частичное сокращение объема электроэнергии, производимой ПВИЭ, что, соответственно, усугубляет снижение фактического коэффициента нагрузки;
- 3) в целом, фактическая мощность электростанций, работающих на ПВИЭ,¹⁷ является более низкой по сравнению с соответствующим показателем традиционных тепловых электростанций и наблюдается её значительное уменьшение с ростом внедрения ПВИЭ. Таким образом, дальнейшее добавление мощностей ПВИЭ лишь незначительно сокращает потребность в мощности, обеспечиваемой остальными элементами системы.

Результаты выполненного моделирования подтверждают данную тенденцию. В то время как в базовом сценарии предусмотрена мощность около 98 ГВт, развёртывание ПВИЭ до уровней внедрения, равных 10 и 30 %, увеличивает общую мощность системы до 118 и 167 ГВт соответственно. Совокупная установленная мощность увеличивается в два раза, достигая 220 ГВт при 50-процентном уровне внедрения ПВИЭ. При выработке 75 % электроэнергии за счёт ПВИЭ понадобится более 325 ГВт, что в три раза превышает объём максимального спроса. Структура установленной мощности различных технологий, предусмотренная в пяти основных сценариях, приведена на рис. 25, а соответствующие доли выработки электроэнергии указаны ниже, на рис. 26¹⁸.

В ходе исследования также был выявлен ещё один важный аспект: в условиях строгих ограничений на выбросы углекислого газа использование угольных технологий не предусматривается ни в одном из рассматриваемых сценариев, несмотря на более низкую стоимость по сравнению с другими технологиями исключительно с точки зрения полной приведённой стоимости электроэнергии (LCOE). В отношении выработки электроэнергии, ПВИЭ вытесняют ядерную энергию практически в соотношении один к одному, что объясняется принятым ограничением на выбросы углекислого газа в сочетании с установленным объёмом гидроэнергетических ресурсов.

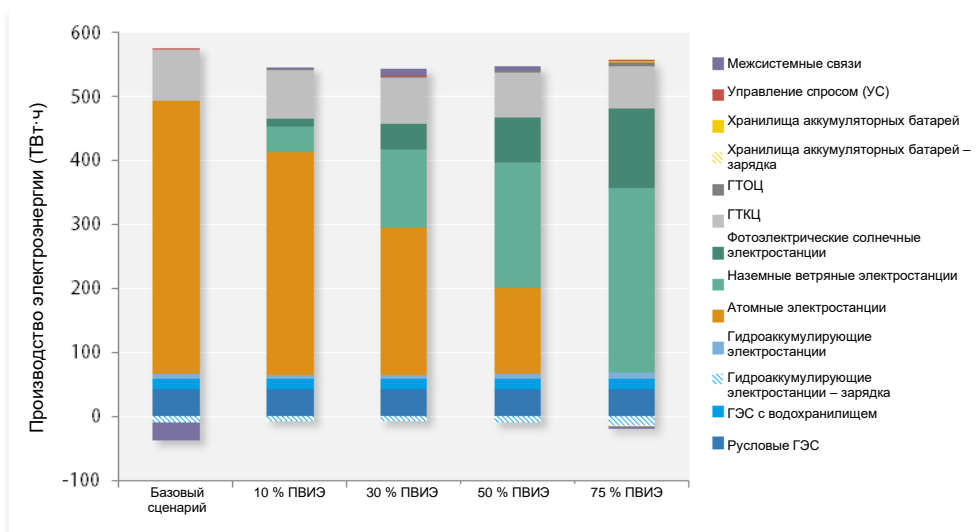
Рисунок 25. Структура установленной мощности в главном регионе (основные сценарии)



17. Уточнение: значимым параметром в данной ситуации является соотношение фактической мощности и коэффициента нагрузки.

18. Цифровые значения приведены в приложении 3.А3 и в табл. 12–13.

Рисунок 26. Доли производства электроэнергии в главном регионе (основные сценарии)



Доля выработки электроэнергии с использованием ископаемого топлива (ГТОЦ и ГТКЦ) остаётся практически постоянной во всех сценариях, поскольку она ограничена требованиями к уровню выбросов углекислого газа. Однако структура мощностей, установленных на газовых электростанциях, и соответствующие доли выработки электроэнергии ГТОЦ и ГТКЦ существенно изменяются при использовании ПВИЭ. Несмотря на то, что мощность электростанций, использующих ГТКЦ, практически постоянна во всех рассматриваемых сценариях, они работают с более низким коэффициентом нагрузки в сценариях, где выработка характеризуется большим уровнем изменчивости. С другой стороны, наличие генерации ПВИЭ значительно увеличивает необходимую мощность пиковых электростанций, а также их долю в выработке электроэнергии. Например, необходимая мощность ГТОЦ (пиковые электростанции) в главном регионе увеличивается со значения, составляющего около 2 ГВт в базовом случае, до 17 ГВт при достижении 30-процентного уровня внедрения ПВИЭ. При более высоких уровнях внедрения ПВИЭ системе требуется около 24 и 33 ГВт мощности пиковых электростанций.

Наконец, режим работы тепловых электростанций существенно изменяется при развёртывании в системе переменчивых ресурсов. На базовых и полупиковых электростанциях наблюдается сокращение коэффициентов нагрузки, а также значительное увеличение скорости изменения мощности и требований к следованию за нагрузкой.

Наглядные примеры описанных выше явлений приведены ниже на рис. 27. На приведённых диаграммах сравниваются структуры генерирующих мощностей каждого из основных сценариев, предусматривающих использование ПВИЭ, с соответствующим параметром базового сценария, основанного исключительно на технологиях, предусматривающих возможность диспетчерского управления. В каждом из сценариев с ПВИЭ структура генерирующих мощностей делится на два компонента (ПВИЭ и *остальные элементы системы*) и сравнивается с базовым сценарием, который также делится на два компонента (*эквивалентная базовая мощность* и *мощность остальных элементов системы*). Во всех четырёх случаях эквивалентная базовая мощность в базовом сценарии обеспечивает выработку того же объёма электроэнергии, что и объём, вырабатываемый ПВИЭ; таким образом, остальные элементы обеих систем являются эквивалентными и могут сравниваться непосредственным образом. Данные эквивалентные мощности отображаются на диаграмме в первом (*эквивалентная базовая мощность*) и четвёртом (ПВИЭ) столбцах. Разница в установленной мощности лишь отображает различные коэффициенты нагрузки электростанций, использующих ПВИЭ, и технологий, предусматривающих возможность диспетчерского управления, а также сокращение генерации ПВИЭ при необходимости (факторы 1 и 2, описанные выше).

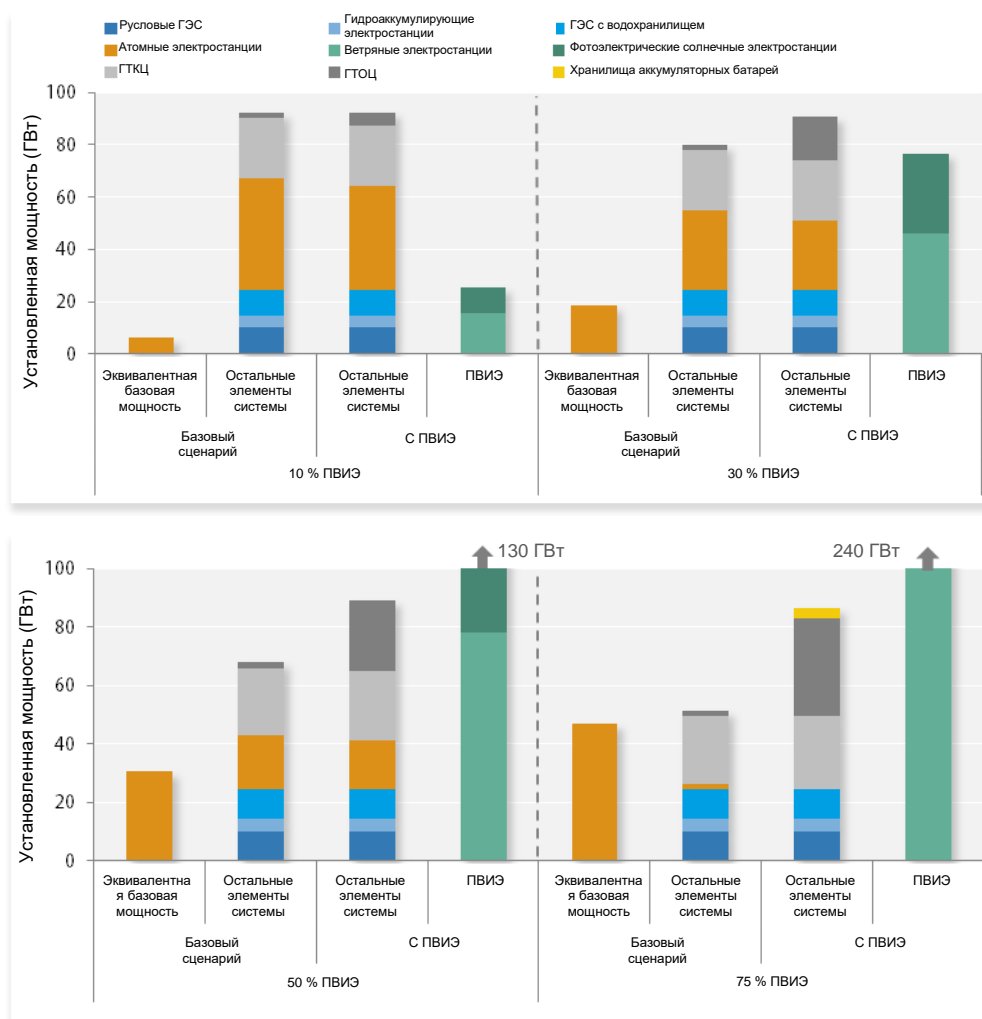
Сравнение остальных элементов систем в двух центральных столбцах обеспечивает представление важных аспектов их структуры и характеристик, т. е. оптимизированной структуры, обеспечивающей остаточную нагрузку после интеграции генерирующих мощностей на основе ПВИЭ (или эквивалентного объёма мощностей, работающих в базовом режиме). При этом наблюдается три важных явления:

- 1) большая мощность остальных генерирующих мощностей при наличии электростанций, использующих ПВИЭ, чем при наличии базовых электростанций, предусматривающих возможность диспетчерского управления; это главным образом отражает более низкую фактическую мощность ПВИЭ по сравнению с соответствующим показателем базовых энергоблоков;

- 2) после интеграции первых 10 % ПВИЭ внедрение дополнительных переменных ресурсов лишь незначительным образом снижает совокупную мощность остальных элементов системы;
- 3) при увеличении доли выработки электроэнергии ПВИЭ структура остальных генерирующих мощностей изменяется в сторону применения менее капиталоемких технологий; в частности, мощность ГТОЦ значительно увеличивается при высоких уровнях внедрения ПВИЭ.

На диаграммах чётко отображается, как мощность остальных элементов системы увеличивается с ростом доли генерации ПВИЭ в системе. В то время как внедрение первых 10 % ПВИЭ позволяет сократить мощность традиционной структуры с 98 ГВт до 92 ГВт, дальнейшее развёртывание ПВИЭ не оказывает существенного влияния на мощность традиционной генерирующей структуры. При 30-процентном уровне внедрения совокупная мощность традиционной структуры снижается лишь до 90 ГВт и до 89 ГВт при 50-процентном уровне внедрения ПВИЭ.

Рисунок 27. Составляющие структуры установленной мощности в пяти основных сценариях



В отношении выработки электроэнергии, основное наблюдаемое воздействие заключается в том, что ПВИЭ вытесняют ядерную энергию практически в соотношении один к одному. Кроме вышеуказанного сдвига в сторону увеличения доли производства за счёт ГТОЦ по сравнению с ГТКЦ, других существенных воздействий не наблюдается. Эти данные отличаются от результатов наблюдения, указанных в публикации «Ядерная энергия и возобновляемые источники энергии. Системные эффекты в низкоуглеродных электроэнергетических системах» (*Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon Electricity Systems*) (АЯЭ, 2012), где ПВИЭ вытесняют атомную энергию в соотношении, превышающем один к одному,

при этом нехватка ресурсов компенсируется выработкой дополнительного объема электроэнергии за счёт ископаемого топлива. Например, в отчете АЯЭ за 2012 год сделан вывод о том, что внедрение 1 ТВт-ч ПВИЭ вытесняет больший объем электроэнергии, вырабатываемой атомными электростанциями, при эквивалентном увеличении объема электроэнергии, производимой электростанциями, использующими ископаемое топливо. Согласно отчету, при замене низкоуглеродной технологии (например, ядерной энергетики) комбинацией низкоуглеродных ПВИЭ и ископаемого топлива, данное сочетание позволит минимизировать издержки на производство электроэнергии, но также приведет к увеличению уровня выбросов углекислого газа в долгосрочной перспективе. В настоящем исследовании подобные результаты не наблюдаются, поскольку строгие ограничения на выбросы углекислого газа лимитируют общий объем электроэнергии, производимой электростанциями, работающими на ископаемом топливе.

В случае низкочастотных ПВИЭ (сценарий VI) развёртывание ПВИЭ в системе определяется эндогенно до достижения долей генерации, соответствующих 15 % в главном регионе и примерно 50 % в регионе 2. В отношении выработки электроэнергии ПВИЭ вытесняют ядерную энергию практически в соотношении один к одному (мощность остальных элементов, обеспечивающих базовую нагрузку, почти идентична в обоих сценариях). Ещё одной заметной важной тенденцией является увеличение мощности ГТОЦ и соответствующий переход с ГТКЦ на ГТОЦ при выработке электроэнергии с использованием ископаемого топлива. Данные тенденции отображены на рис. 28 и 29, где установленная мощность и доля производства, предусмотренные в базовом сценарии, сравниваются с соответствующими показателями сценария низкочастотных ПВИЭ.

Рисунок 28. Структура установленной мощности в главном регионе: Сценарии I и VI

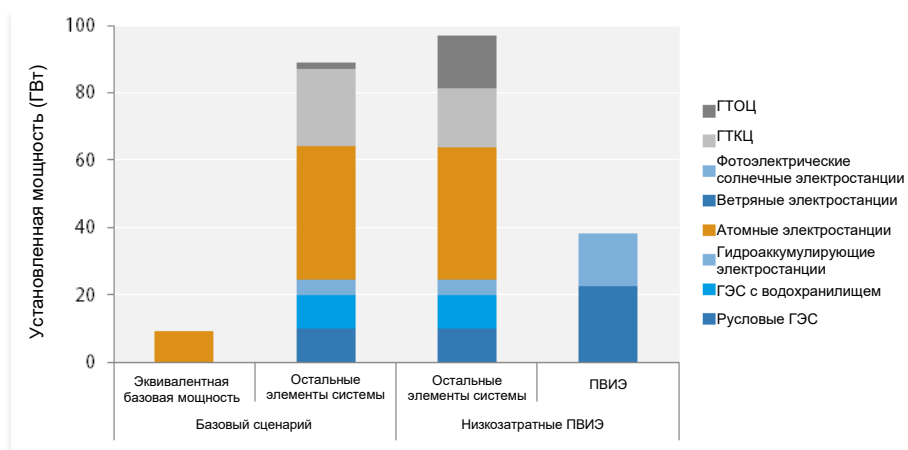
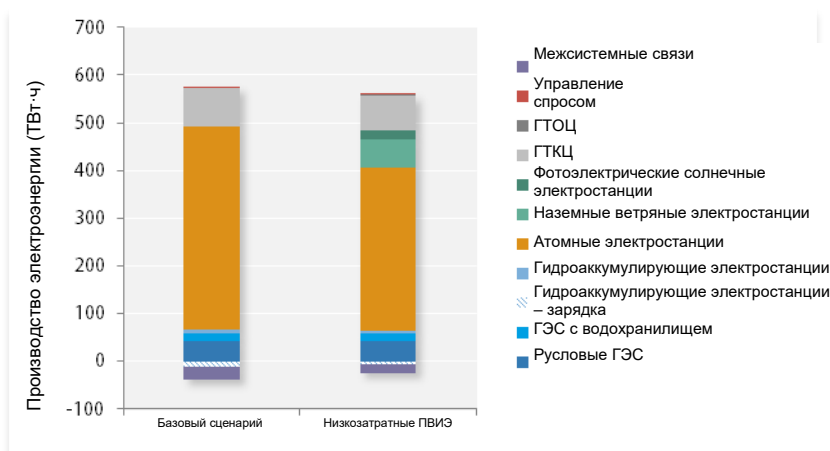


Рисунок 29. Объем производства электроэнергии в главном регионе: Сценарии I и VI



Анализ трёх сценариев с одинаковым уровнем мощности электростанций, использующих ПВИЭ, (сценарии IV, VII и VIII) даёт представление о влиянии межсистемных связей и управляемых ресурсов на структуру остальных элементов системы. Полученная структура установленной мощности и объёмы производства электроэнергии приведены на рис. 30 и 31. Как и ожидалось, влияние на остальные элементы системы и трудности, связанные с интеграцией ПВИЭ, постепенно увеличиваются при переходе от системы, располагающей надлежащим уровнем пропускной способности межсистемных связей и значимым объёмом управляемых гидроресурсов (сценарий с 50 % ПВИЭ), к изолированной системе (сценарий VII) и к изолированной системе без управляемых гидроресурсов (сценарий VIII).

Наиболее важное наблюдаемое явление заключается в большем сокращении генерации ПВИЭ и в соответствующем уменьшении совокупного чистого объёма электроэнергии, производимой с использованием ПВИЭ. Данный эффект проявляется более существенным образом, когда система испытывает недостаток не только в межсистемных связях с соседним регионом, но и в мощностях управляемых гидроресурсов, которые облегчили бы интеграцию переменчивых ресурсов. В обоих сценариях дополнительное сокращение производства электроэнергии ПВИЭ компенсируется увеличением объёма ядерной генерации, которая является самой дешёвой доступной для развёртывания низкоуглеродной технологией. По сравнению с базовым сценарием мощности атомных электростанций увеличиваются на 3 ГВт в сценарии VII и на 8 ГВт в сценарии VIII. В последнем сценарии использование ядерной энергии для производства электроэнергии также компенсирует потерю объёмов электроэнергии, производимой гидроэлектростанциями с водохранилищами. Ещё одно наблюдаемое явление — постепенный рост мощностей газовых электростанций, сопровождающийся усугублением трудностей интеграции ПВИЭ. Также в сценарии VIII происходит развёртывание средств хранения на уровне, определяемом внутрисистемно.

Рисунок 30. Структура установленной мощности в главном регионе: Сценарии IV, VII и VIII

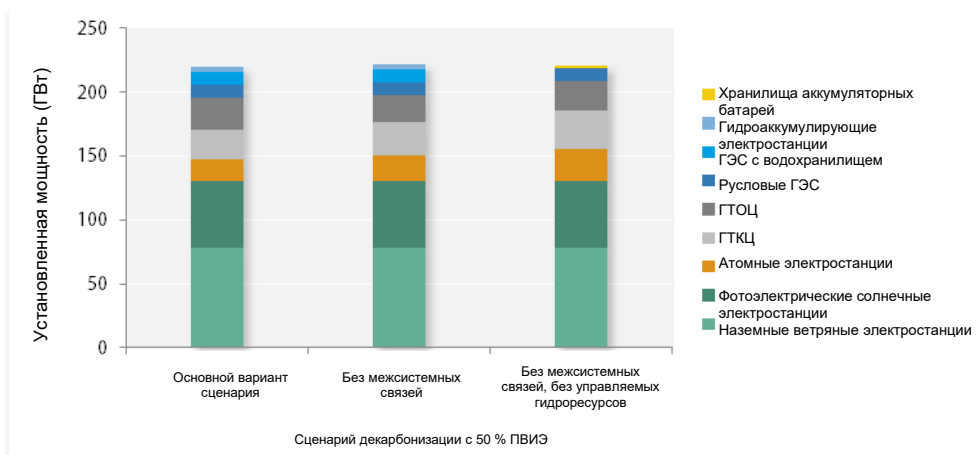
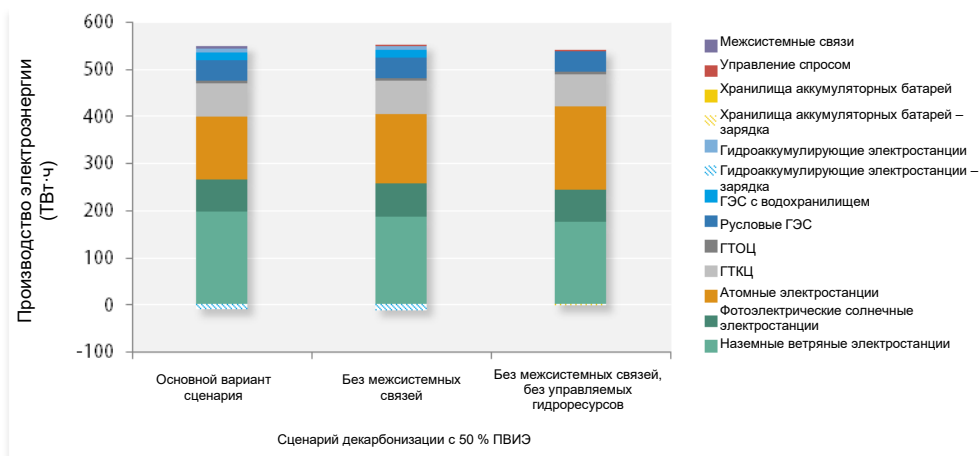


Рисунок 31. Объём производства электроэнергии в главном регионе: Сценарии IV, VII и VIII

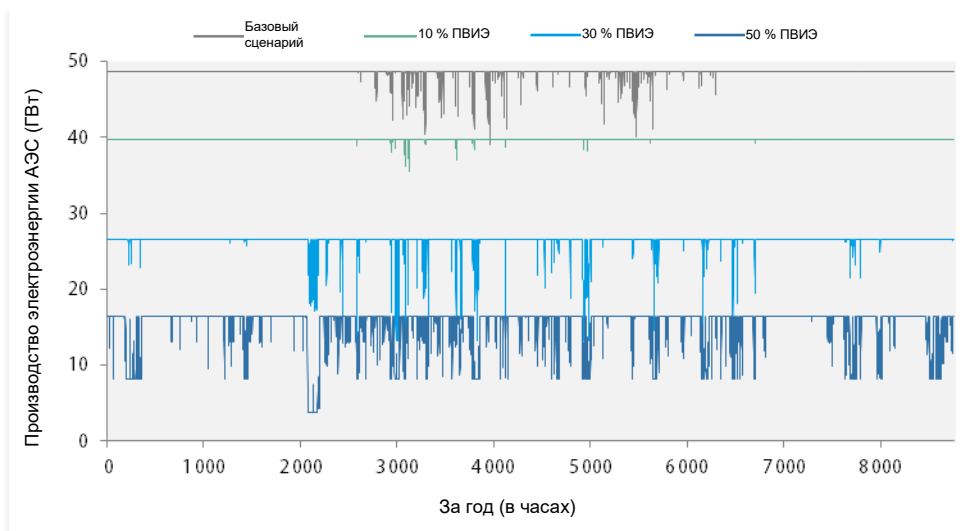


Влияние ПВИЭ на эксплуатацию атомных и других тепловых электростанций

Внедрение переменчивых возобновляемых источников энергии и их интеграция в электроэнергетическую систему увеличивает потребность всей электроэнергетической системы в манёвренности. Частично увеличение уровня манёвренности обеспечивается за счёт самих ПВИЭ при сокращении их генерации, посредством создания дополнительных возможностей хранения или более частого использования существующих доступных гидроэнергетических резервов хранения, а также путём увеличения обмена энергией между двумя взаимосвязанными регионами. В частности, объём передачи электроэнергии между двумя соседними регионами увеличивается с ростом уровня внедрения ПВИЭ, а также растёт количество часов, в течение которых пропускная способность межсистемных связей используются в полном объёме. Однако, учитывая предполагаемый в рамках данного исследования уровень инвестиционных и эксплуатационных издержек, первостепенным источником обеспечения манёвренности системы являются газовые и атомные тепловые электростанции.

Как отмечалось ранее, интеграция ПВИЭ изменяет долгосрочную структуру тепловых генерирующих мощностей со сдвигом в сторону использования менее капиталоемких и более манёвренных технологий. Однако режим работы тепловых электростанций также значительно изменяется: сокращаются средние коэффициенты нагрузки и увеличиваются требования к набору и снижению мощности, а также к следованию за нагрузкой. В настоящем разделе приведена информация о том, как режимы эксплуатации тепловых электростанций изменяются в связи с внедрением ПВИЭ. На рис. 32 показана почасовая схема производства электроэнергии парком атомных электростанций в главном регионе для четырёх из пяти основных рассматриваемых сценариев (ядерная генерация не предусматривается в сценарии с 75-процентным уровнем внедрения ПВИЭ).¹⁹ Данное представление позволяет наглядно отобразить повышение требований к обеспечению манёвренности, предъявляемых к атомным электростанциям, а также снижение мощности АЭС, связанное с внедрением ПВИЭ. Схожие графики, касающиеся газовых технологий (ГТОЦ и ГТКЦ), приведены на рис. 34. Для улучшения удобочитаемости схемы почасового производства в пяти основных сценариях представлены в виде отдельных графиков, размещённых один над другим. Применение одного и того же масштаба улучшает отображение разницы в установленной мощности и в требованиях к обеспечению манёвренности, связанных с различными долями генерации ПВИЭ. В заключение, в табл. 5 обобщаются основные эксплуатационные характеристики различных тепловых электростанций.

Рисунок 32. Расчётная схема производства электроэнергии атомными электростанциями



19. Совокупный объём электроэнергии, производимой посредством использования ядерной энергии (или любой другой технологии), за один год можно получить как интеграл кривой почасового производства. Графически он представлен как протяжённость между кривой почасового производства и осью нуля.

Мощность атомных электростанций постепенно снижается по мере и степени роста доли возобновляемых источников, а при использовании 75 % ПВИЭ для покрытия совокупного спроса необходимость применения АЭС отсутствует, так как ПВИЭ и гидроэлектрическая энергия обеспечивают долю низкоуглеродной выработки электроэнергии, достаточную для удовлетворения требований к выбросам углекислого газа. В базовом сценарии ядерная энергия является основным источником низкоуглеродной электроэнергии и благодаря её использованию удовлетворяется около 75 % совокупного спроса на электроэнергию. К середине года, когда уровень спроса снижается, от атомных электростанций требуется определённый уровень манёвренности; однако это практически не сказывается на коэффициенте нагрузки, изменение величины которого составляет около 0,2 %. Максимальное наблюдаемое почасовое изменение мощности находится в пределах ± 5 ГВт·ч, что представляет собой около 10 % общей мощности. При низких долях генерации ПВИЭ (например, 10 %) требования к обеспечению манёвренности, предъявляемые к атомным электростанциям, продолжают уменьшаться и АЭС эксплуатируются как базовые электростанции в течение почти целого года; что, следовательно, практически не влияет на коэффициент нагрузки. Максимальное почасовое изменение мощности атомных электростанций сокращается почти вдвое до значения, приблизительно равного $\pm 2,5$ ГВт·ч. Данный, в некоторой степени неожиданный, эффект может быть связан с высокой степенью корреляции между генерацией ПВИЭ и спросом, что выравнивает остаточный спрос по крайней мере при низких уровнях внедрения.

Когда уровень внедрения ПВИЭ достигает 30–50 %, от атомных блоков требуется обеспечение большего уровня манёвренности для адаптации к более изменчивой остаточной нагрузке. Воздействие на выработку электроэнергии атомными электростанциями становится значительным при 50-процентном уровне внедрения ПВИЭ, что выражается в снижении коэффициента нагрузки более чем на 7 %. В то время как максимальные (положительные и отрицательные) изменения мощности увеличиваются незначительно в абсолютном выражении, они должны обеспечиваться пониженным количеством атомных мощностей, что, соответственно, подразумевает значительно большую скорость изменения мощности. В сценарии с 50 % ПВИЭ атомные блоки должны в течение одного часа набирать и снижать мощность в диапазоне, не выходящем за пределы 30–35 % установленной мощности; а также в течение года наблюдается около 240 эпизодов, при которых положительное или отрицательное изменение мощности атомных блоков превышает 20 % максимальной мощности. В данных сценариях также наблюдаются длительные периоды производства при минимальной мощности, как показано на рис. 32.

Таблица 5. Эксплуатационные параметры тепловых электростанций при разных уровнях внедрения ПВИЭ

			Базовый сценарий	10 % ПВИЭ	30 % ПВИЭ	50 % ПВИЭ	75 % ПВИЭ
Атомные электростанции	Мощность	ГВт	48,7	39,7	26,6	16,4	
	Сокращение выработки	%	0,2	0,0	1,1	7,2	
	Максимальное положительное изменение мощности	ГВт·ч	4,8	2,7	5,3	4,7	
	Максимальное отрицательное изменение мощности	ГВт·ч	-4,6	-2,4	-5,3	-6,0	
	Максимальное положительное изменение мощности	%/ч	9,9	7,0	20,0	29,0	
	Максимальное отрицательное изменение мощности	%/ч	-9,4	-6,0	-20,0	-36,0	
	Средняя скорость положительного изменения мощности	ГВт·ч	1,2	0,8	2,0	1,8	
	Средняя скорость отрицательного изменения мощности	ГВт·ч	-1,1	-0,8	-1,7	-1,6	
	Средняя скорость положительного изменения мощности	%/ч	2,5	2,0	7,6	10,9	
Средняя скорость отрицательного изменения мощности	%/ч	-2,2	-1,9	-6,2	-9,5		
ГТКЦ	Мощность	ГВт	23,0	23,0	22,7	23,8	24,8
	Средний коэффициент нагрузки	%	39,8	37,9	37,0	34,1	30,8
	Максимальное положительное изменение мощности	ГВт·ч	14,6	15,4	15,9	16,0	17,3
	Максимальное отрицательное изменение мощности	ГВт·ч	-7,5	-8,1	-10,0	-12,6	-17,3
	Средняя скорость положительного изменения мощности	ГВт·ч	3,6	3,4	3,3	3,5	4,5
	Средняя скорость отрицательного изменения мощности	ГВт·ч	-2,6	-2,3	-2,4	-2,9	-3,8
ГТОЦ	Мощность	ГВт	2,0	5,1	17,0	24,4	33,8
	Средний коэффициент нагрузки	%	3,7	1,1	1,5	1,8	2,2
	Максимальное положительное изменение мощности	ГВт·ч	1,5	2,1	7,7	11,2	20,7
	Максимальное отрицательное изменение мощности	ГВт·ч	-1,7	-1,3	-6,1	-9,8	-17,2
	Средняя скорость положительного изменения мощности	ГВт·ч	0,3	0,5	1,9	2,5	3,3
	Средняя скорость отрицательного изменения мощности	ГВт·ч	-0,3	-0,5	-1,6	-2,1	-2,8

Некоторые интересные тенденции наблюдаются при эксплуатации газовых электростанций (использующих газовые турбины с открытым циклом (ГТОЦ) и газовые турбины с комбинированным циклом (ГТКЦ)). В то время как оптимальная мощность ГТКЦ фактически постоянна во всех рассматриваемых сценариях, средний коэффициент нагрузки ГТКЦ и, соответственно, общий объем электроэнергии, производимой ГТКЦ, сокращается по мере и степени внедрения ПВИЭ. Кроме того, эксплуатация ГТКЦ производится с большим уровнем маневренности: с более частыми энергетическими циклами и более резкими изменениями мощности, что отображено на рис. 33. Наиболее значительные воздействия на эксплуатацию электростанций наблюдаются в случае тепловых электростанций, отличающихся наибольшим уровнем маневренности (ГТОЦ). Установленная мощность ГТОЦ радикальным образом увеличивается с ростом уровня внедрения (с 2 ГВт в базовом сценарии до 30 ГВт в сценарии с 75 % ПВИЭ), поскольку такие пиковые электростанции должны обеспечивать выравнивание всё более изменчивой остаточной нагрузки. Таким образом, данные электростанции подвержены всё более и более резким изменениям мощности, как указано на рис. 34.

Рисунок 33. Схема прогнозируемого производства газовых электростанций с ГТКЦ

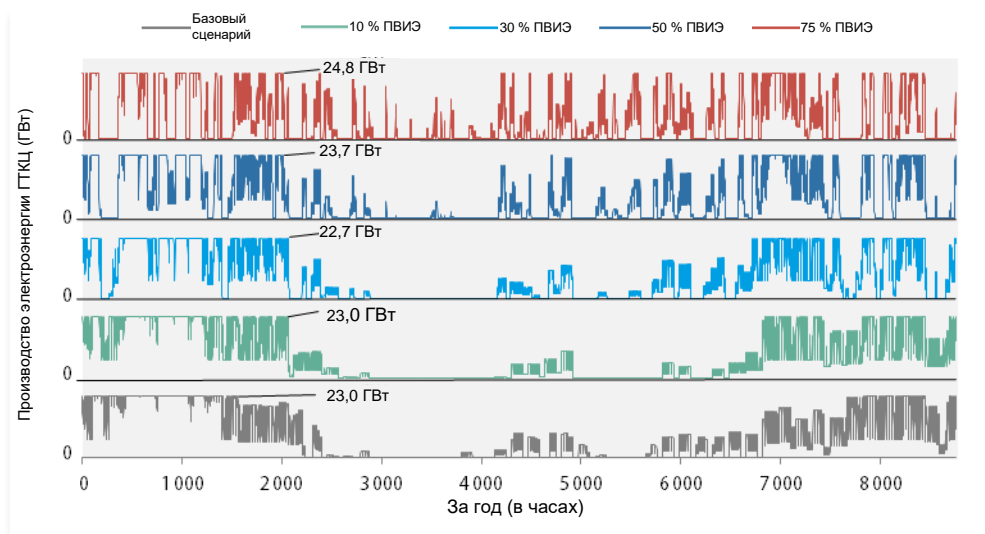
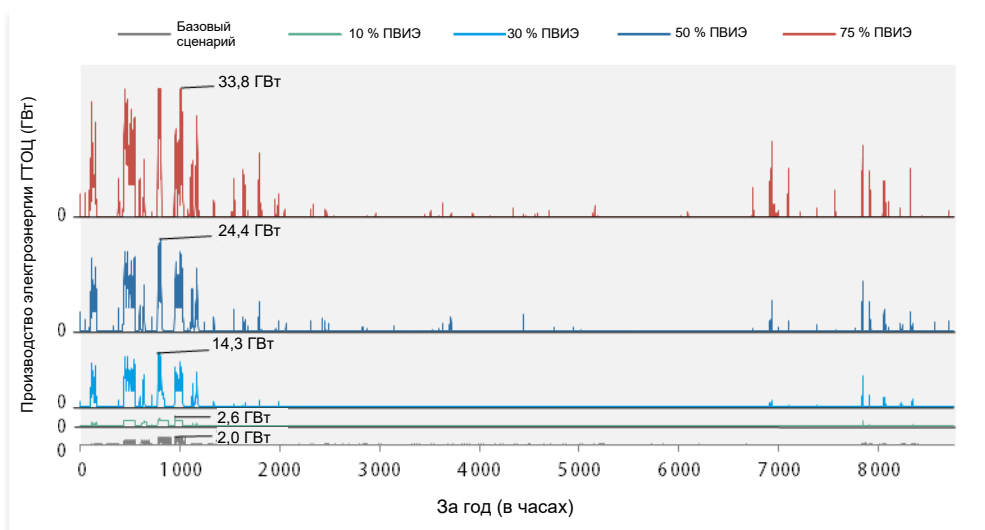


Рисунок 34. Схема прогнозируемого производства газовых электростанций с ГТОЦ



Сокращение генерации ПВИЭ

Когда внедрение ПВИЭ превышает определённый уровень, наблюдаются периоды, в течение которых объём электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ (и другими возобновляемыми источниками с низким уровнем предельных издержек), превышает возможности системы эффективно его использовать. Таким образом, единственным осуществимым вариантом решения проблемы является частичное сокращение генерации ПВИЭ²⁰. Необходимость сокращения выработки возобновляемых источников возникает тогда, когда в системе исчерпаны возможности хранения избыточного объёма электроэнергии как ввиду того, что ресурсы хранения уже эксплуатируются на полную мощность, так и по причине полного заполнения ёмкостей хранения, а также когда электроэнергия не может быть передана в соседние регионы ввиду перегруженности линий передачи или когда подключённые регионы также сталкиваются с аналогичной проблемой избыточного производства. Однако необходимость сокращения генерации ПВИЭ возникает не только при таких обстоятельствах, т. е. когда остаточная нагрузка принимает отрицательное значение; в большинстве случаев с экономической точки зрения гораздо выгоднее поддерживать работу части тепловых мощностей даже при более низком по сравнению с предельными производственными издержками уровне оптовой рыночной цены на электроэнергию. Сокращение выработки позволяет избежать высоких затрат на останов и на последующий запуск блока или издержек на набор и снижение мощности. Данные компромиссные решения полностью учтены и оптимизированы при моделировании, осуществлённом в рамках настоящего исследования. Есть данные о том, что одномоментное внедрение ПВИЭ может также быть ограничено другими техническими факторами, связанными с обеспечением стабильности и надёжности электроэнергетической системы. Однако такие сложные факторы не были учтены при моделировании, и, соответственно, не отражаются на результатах: их учёт привёл бы к ещё более высокому объёму сокращения генерации ПВИЭ и к более высоким для системы издержкам.

Наиболее важные данные, касающиеся сокращения генерации ПВИЭ, приведены в табл. 6: сокращённый объём электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ (усреднённое значение по совокупной установленной мощности), и сокращённый объём выработки последней внедрённой установки, использующей ПВИЭ (предельная стоимость). Также в таблице приводятся дополнительные данные, связывающие сокращение использования ПВИЭ с оптовой рыночной ценой на электроэнергию: количество часов, в течение которых использование ПВИЭ сокращено, количество часов с нулевыми или отрицательными ценами и количество часов, в течение которых остаточная нагрузка становится отрицательной. На рис. 35 отображено сокращение использования ПВИЭ при выработке электроэнергии в основных сценариях, а на рис. 36 — влияние отсутствия управляемых гидроэнергетических ресурсов и их взаимосвязь с сокращением генерации ПВИЭ. Для каждого уровня внедрения на графике показан объём электроэнергии, который мог бы быть выработан ПВИЭ (пунктирная линия), упорядоченный от максимального до минимального значения, а также объём электроэнергии, которая была фактически подана в сеть; протяжённость между двумя кривыми представляет собой сокращённый объём электроэнергии.

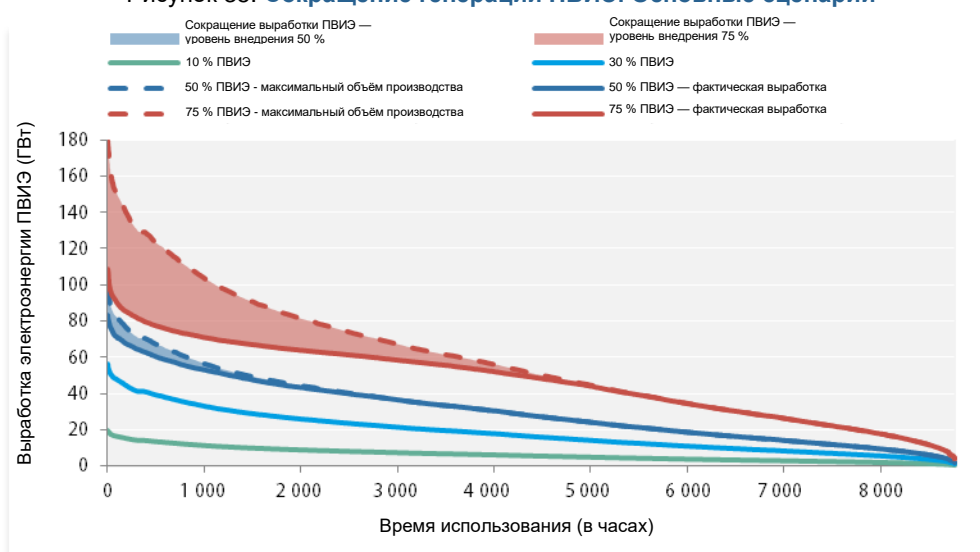
Таблица 6. Основные количественные показатели сокращения использования переменчивых возобновляемых источников энергии

	10 % ПВИЭ	30 % ПВИЭ	50 % ПВИЭ			75 % ПВИЭ	Низкозатратные ПВИЭ
			Основной вариант сценария	Без межсистемных связей	Без межсистемных связей, без гибких гидроресурсов		
Сокращённый объём электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ	0,0%	0,1%	3,4%	7,0%	12,0%	18,1%	0,0%
Сокращённый объём электроэнергии, вырабатываемой последней внедрённой мощностью на основе ПВИЭ	0,0%	0,6%	10,5%	19,0%	29,0%	35,8%	0,0%
Количество часов, в течение которых объём электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, превышает спрос	0	25	1 004	1 004	1 004	3 996	0
Количество часов с нулевой рыночной ценой	0	60	1 204	1 737	2 555	3 744	88
Количество часов, в течение которых выработка электроэнергии ПВИЭ сокращена	0	51	921	1 667	2 542	3 135	0

20. Необходимо обратить внимание на то, что нет ничего «как такового» отрицательного в сокращении избыточного объёма электроэнергии, который является следствием большой (избыточной) мощности ПВИЭ, предусмотренной в сценариях с высокими долями ПВИЭ. Сокращение объёма выработки электроэнергии в течение кратковременных периодов может быть разумным решением предупреждения экономически нецелесообразного перенасыщения системы мощностью. При краткосрочном сокращении объёма электроэнергии, от которого необходимо избавиться, невелик. Однако объём «выброшенной» электроэнергии, может стать значительным при очень высоких долях ПВИЭ, равных 50 и 75 %. В этом отношении при проектировании систем в будущем необходимо обратить особое внимание на способность всей энергетической системы поглощать электроэнергию, с чем связана идея объединения с другими секторами (отопительным и транспортным).

Объём сокращения генерации ПВИЭ ²¹ незначителен при низких уровнях внедрения, потребность в сокращении начинает появляться лишь при достижении 30-процентного уровня внедрения ПВИЭ. В сценарии с 10 % ПВИЭ необходимость сокращения отсутствует, в то время как при достижении 30-процентного уровня внедрения требуется сократить лишь 0,1 % общего объёма электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ. В данном сценарии объём производства электроэнергии ПВИЭ сокращается лишь в течение 51 часа в год. Объём сокращения электроэнергии, вырабатываемой последней внедрённой установкой, использующей ПВИЭ (предельное сокращение), составляет 0,6 % объёма генерации ПВИЭ. Объём сокращения резко увеличивается при превышении данного уровня внедрения: при 50-процентном уровне средний коэффициент сокращения достигает 3,4 %, а коэффициент сокращения последнего внедрённого блока превышает 10 %. В сценарии с 75 % ПВИЭ необходимо сократить около 18 % совокупного объёма электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, а коэффициент сокращения генерации последней внедрённой установки, использующей ПВИЭ, превышает 36 %. Интересно отметить, что в сценарии с низкотратными ПВИЭ сокращения выработки не наблюдается, несмотря на наличие нескольких десятков часов с нулевыми ценами на электроэнергию.

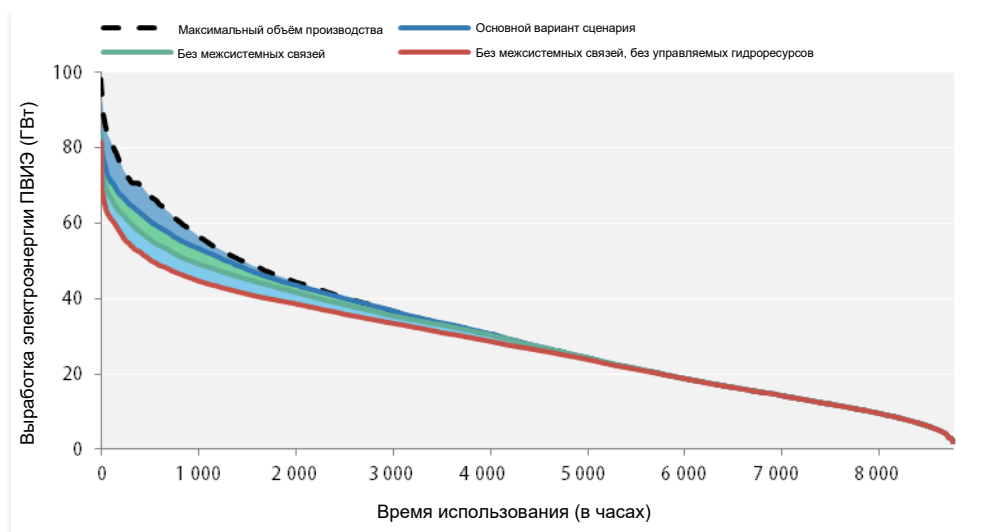
Рисунок 35. Сокращение генерации ПВИЭ. Основные сценарии



Наконец, анализ трёх сценариев с уровнем внедрения ПВИЭ, равным 50 %, отражает важность межсистемных связей и управляемых гидроресурсов для интеграции ПВИЭ (см. рис. 36). Во всех трёх сценариях главный регион располагает одинаковым объёмом мощностей ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций, однако сценарии различаются в отношении наличия межсистемных связей (главный регион изолирован в сценариях VII и VIII) и управляемых гидроресурсов (управляемые гидроресурсы отсутствуют в сценарии VIII, а в сценарии VII их объём соответствует объёму, предусмотренному в сценарии IV). По сравнению со сценарием IV, объём сокращения генерации ПВИЭ увеличивается в два раза при отсутствии межсистемных связей и практически в 3,5 раза при отсутствии управляемых гидроресурсов. Схожие тенденции наблюдаются в отношении коэффициента сокращения генерации последней внедрённой установки, использующей ПВИЭ, который увеличивается с 10 до 19 и 29 % соответственно, а также в отношении количества часов, в течение которых происходит сокращение генерации ПВИЭ. Данные результаты чётко отражают важность наличия масштабной системы, располагающей надлежащим уровнем пропускной способности межсистемных связей, а также воздействие обеспеченности местными управляемыми ресурсами на интеграцию ПВИЭ.

21. Как указывалось выше, модель может отобразить лишь сокращение генерации ПВИЭ ввиду экономической оптимизации, однако она не способна отображать сокращение, необходимое по другим техническим причинам.

Рисунок 36. Сокращение генерации ПВИЭ. Влияние межсистемных связей и возможностей хранения



Примечание. Уровень внедрённой мощности ПВИЭ одинаков во всех трёх сценариях.

В заключение, сравнение коэффициентов сокращения генерации ПВИЭ, полученных в результате использования двух разных методологий (частично-целочисленного линейного программирования и кривых продолжительности остаточной нагрузки), приведено в приложении 3.А6.

3.4. Издержки на выработку электроэнергии, издержки на резервирование и оценка совокупных системных издержек

Различные политические цели и выбор стратегии в отношении достижения необходимых показателей, касающихся сокращения выбросов углекислого газа, оказывают влияние на структуру генерирующих мощностей и эксплуатацию электростанций не только с технической точки зрения, но и имеют далекоидущие экономические последствия. В зависимости от выбора альтернативной низкоуглеродной технологии производства электроэнергии совокупные издержки, связанные с удовлетворением спроса, могут существенно отличаться. В настоящем разделе производится анализ указанных экономических аспектов, а также попытка оценки совокупных издержек, связанных с удовлетворением спроса в двух моделируемых регионах. На протяжении всего исследования, начиная с определения сценариев и заканчивая анализом результатов, особое внимание было уделено обеспечению сопоставимости всех выбранных сценариев и различных доступных низкоуглеродных технологий.

Для каждого сценария GenX производит расчёт оптимальной с экономической точки зрения структуры генерирующих мощностей, использование которой минимизирует издержки на производство электроэнергии при определённых ограничениях. Основным результатом данных расчётов является определение издержек на производство электроэнергии для удовлетворения спроса в каждом из двух рассматриваемых регионов. В первой части настоящего раздела приводятся результаты моделирования. В отношении системных издержек, выполненные расчёты отображают чистую стоимость производства электроэнергии, включающую издержки, связанные с циклическим режимом работы традиционных электростанций, издержки на резервирование и, даже если частично, издержки на выравнивание нагрузок²². Поскольку каждый отдельный регион рассматривается как система с возможностью беспрепятственной передачи энергии, в рассчитанных издержках не учитываются расходы, связанные с внутрирегиональной инфраструктурой передачи и распределения, а также издержки на подключение каждой электростанции к распределительной сети.

22. Используемая модель позволяет учёт дополнительных требований к резервированию, связанных с ростом доли генерации ПВИЭ, однако не предоставляет возможности учёта других компонентов издержек на выравнивание нагрузок.

Во второй части предпринята попытка включения других компонентов системных издержек, которые не были учтены в использованной модели. Таким образом, оценка издержек на создание или укрепление инфраструктуры передачи и распределения, издержек на подключение каждой отдельной электростанции к распределительной сети, а также расчёты неучтённых издержек на выравнивание нагрузок основаны на оценках, приводимых в различных публикациях. Эти данные позволяют произвести оценку совокупных издержек на обеспечение электроэнергией в восьми анализируемых сценариях и расчёт совокупных системных издержек, связанных с использованием ПВИЭ, при разных уровнях внедрения.

Стоимость производства электроэнергии

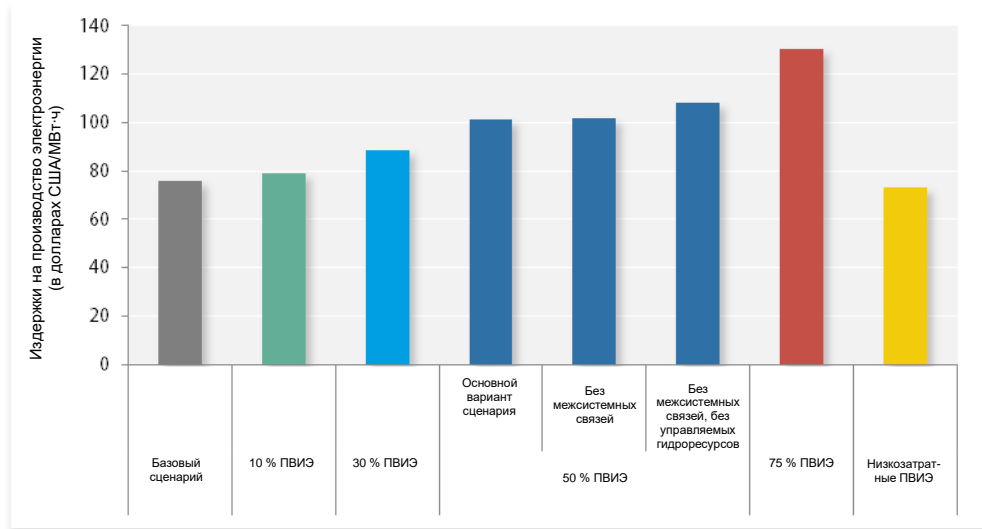
Согласно предположениям в отношении затрат, применённым в рамках настоящего исследования, структура генерирующих мощностей, которая может удовлетворить спрос на электроэнергию при минимальных издержках, главным образом зависит от использования низкоуглеродных технологий производства, предусматривающих возможность диспетчерского управления, таких как атомная энергетика и гидроэнергетика. Надлежащее сочетание мощностей этих двух технологий, а также газовых электростанций позволяет добиться сокращения выбросов углекислого газа наиболее экономически эффективным способом. Стоимость производства электроэнергии увеличивается с ростом доли ПВИЭ в системе. Более того, данная зависимость не является линейной — темпы повышения издержек увеличиваются с ростом уровня внедрения ПВИЭ. Данный факт отражает сопутствующие трудности внедрения дополнительных мощностей, использующих ПВИЭ, которые не предусматривают возможность диспетчерского управления, в структуру генерирующих мощностей, а также снижающуюся ценность ПВИЭ для системы.

В то время как объём дополнительных расходов является ограниченным при низких уровнях применения ПВИЭ, он значительно увеличивается при более высоких уровнях, что отображено на рис. 37. Результаты моделирования показывают, что стоимость производства электроэнергии увеличивается на 17 % по сравнению с базовым сценарием при достижении 30-процентного уровня внедрения ПВИЭ. Достижение более высоких уровней использования ПВИЭ, составляющих 50 и 75 % совокупного объёма выработки электроэнергии, увеличивает стоимость производства на 33 % и более чем на 70 % соответственно. Для среднемасштабной страны, как та, что представлена в настоящем исследовании, дополнительные расходы на производство электроэнергии находятся в диапазоне от нескольких миллиардов до нескольких десятков миллиардов долларов США в год. Например, если достижение заданного уровня генерации ПВИЭ, равного 10 %, увеличивает стоимость производства электроэнергии в главном регионе на 1,7 млрд долларов США в год, то достижение 30-процентного уровня повышает соответствующий показатель на 6 млрд долларов США в год. Достижение ещё более амбициозных уровней внедрения ПВИЭ, равных 50 и 75 %, создаёт дополнительные затраты для системы в размере 12 и 26 млрд долларов США в год соответственно. Данные выводы касаются не только главного региона, но и наблюдаются, даже если и в меньшей степени, также и в моделируемом регионе 2, (дополнительная информация о стоимости электроснабжения в регионе 2 приведена в приложении 3.А5).

Значительное сокращение издержек на выработку электроэнергии ПВИЭ и их развёртывание на оптимальном уровне выражаются в наименьшем уровне издержек на производство электроэнергии для удовлетворения ограничения на выбросы CO₂, равного 50 г/кВт·ч. Последний основной сценарий («Низкозатратные ПВИЭ») характеризуется радикальным сокращением инвестиционных издержек и издержек на ЭИТО, связанных с ПВИЭ. По сравнению с эталонными значениями инвестиционные издержки и издержки на ЭИТО фотоэлектрических солнечных электростанций снижены на 60 %, а в случае наземных ветряных электростанций — на одну треть. В данных условиях ПВИЭ эффективно развёртываются в системе и достигают оптимального уровня внедрения, составляющего 34 % во всей системе. Наличие более дешёвых ПВИЭ и их развёртывание до оптимального уровня внедрения позволяет достичь минимальной стоимости производства в обоих регионах. По сравнению со значениями, используемыми в других сценариях, издержки на производство электроэнергии сократились приблизительно на 3 %, что представляет собой экономию около 1 млрд долларов США в год для каждого региона.

Системы с меньшим объёмом управляемых ресурсов (в форме межсистемных связей или ГЭС с водохранилищем и гидроаккумулирующих систем) сталкиваются с более серьёзными трудностями при интеграции ПВИЭ, а также с более высоким уровнем издержек на производство электроэнергии. Наблюдаемый рост издержек частично связан с более масштабным сокращением объёма электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, который не может быть интегрирован менее манёвренной системой, а также частично обусловлен более дорогостоящими остальными элементами структуры генерирующих мощностей. Количественные результаты, полученные в двух сценариях анализа чувствительности, указывают на то, что гидроаккумулирующие системы представляют более высокую ценность для системы, чем уровень рассматриваемых в модели межсистемных связей. В случае изолированной системы стоимость производства электроэнергии в главном регионе увеличивается примерно на 200 млн долларов США в год. С другой стороны, отсутствие гидроэнергетических ресурсов повышает стоимость производства примерно на 4 млрд долларов США в год. Однако необходимо осторожно подходить к сравнению «ценности для системы» межсистемных связей и гидроаккумулирующих ресурсов, так как специфические оговорки при моделировании оказывают существенное влияние на соответствующие преимущества.

Рисунок 37. **Совокупные издержки на производство электроэнергии в главном регионе (в долларах США/МВт·ч)**



С точки зрения политики количественные результаты настоящего исследования подкрепляют вывод о том, что наиболее экономически эффективным способом достижения низкого уровня выбросов углекислого газа является введение цены на выбросы углекислого газа (или установление пределов в отношении выбросов), что ограничивает производство электроэнергии с использованием ископаемого топлива и позволяет развёртывание наиболее эффективных низкоуглеродных ресурсов. В условиях существования цены на выбросы углекислого газа (или эквивалентных пределов на выбросы) происходит развёртывание в системе всех низкоуглеродных ресурсов на оптимальном уровне при соответствующем максимальном увеличении их частной ценности, а также ценности для всей системы. При выборе надлежащего уровня цены выбросы углекислого газа можно сократить до необходимого предела с минимальными экономическими последствиями. Согласно значениям, принятым в настоящем исследовании, налог на выбросы углекислого газа, равный 35 долларам США/т,²³ считается адекватным для достижения заданных уровней выбросов при минимальных издержках. В базовом сценарии годовые издержки на производство энергии в главном регионе составляют 36,1 млрд долларов США, что соответствует средней стоимости производства электроэнергии, незначительно превышающей 75 долларов США/МВт·ч²⁴.

Напротив, введение механизмов использования конкретных технологий, например, установление требования обязательного применения определённого набора низкоуглеродных технологий, может привести к субоптимальному развёртыванию данных технологий и более высокой стоимости производства электроэнергии. Если рост издержек происходит относительно умеренными темпами при 10-процентном уровне внедрения ПВИЭ, при котором средняя стоимость производства электроэнергии составляет 79 долларов США/МВт·ч, экономические воздействия более значительны при более существенном уровне развёртывания ПВИЭ. При 30-процентном уровне внедрения ПВИЭ средняя стоимость выработки электроэнергии достигает практически 89 долларов США/МВт·ч, что представляет собой увеличение примерно на 17 % по сравнению с базовым сценарием. Достижение более высокого уровня внедрения ПВИЭ предполагает ещё более высокий уровень издержек на выработку электроэнергии для системы: соответствующие значения превышают 100 долларов США/МВт·ч и 130 долларов США/МВт·ч при 50-процентном и 75-процентном уровне внедрения.

23. Необходимо напомнить, что величина налога на выбросы углекислого газа, необходимая для достижения определённого уровня сокращения выбросов, существенно зависит от рассматриваемой системы, предполагаемых издержек, связанных с использованием низкоуглеродных технологий и ГТКЦ, а также от того, анализируется ли вопрос в краткосрочной или в долгосрочной перспективе. Разные уровни предполагаемых издержек могут привести к значительно отличающимся уровням необходимой цены на выбросы углекислого газа. Одним из ключевых факторов косвенной оценки стоимости выбросов CO₂ в модели является разница в цене между производством электроэнергии с использованием ядерной энергии и выработкой с использованием ГТКЦ для обеспечения базовой нагрузки. Однако перенос таких результатов моделирования в экономические и политические реалии требует особой осторожности. В частности, при моделировании предусматривается, что цена на выбросы углекислого газа будет чётко определённой *постоянно*, без учёта непредсказуемости, транзакционных издержек, издержек на адаптацию или вопросов доверия.

24. Как уже было указано в разделе 3.2, в целях обеспечения сравнимости данных всех сценариев, стоимость производства электроэнергии не включает в себя издержки, связанные с уже имеющимися гидроэнергетическими мощностями.

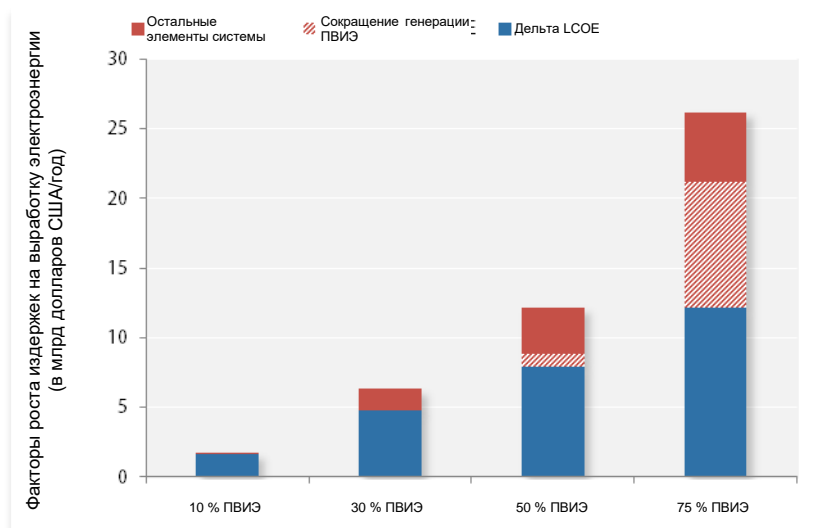
Факторы роста стоимости выработки электроэнергии и оценка издержек на резервирование

Рост совокупных издержек на выработку электроэнергии при развёртывании ПВИЭ главным образом связан с тремя разными факторами:

1. согласно предположениям, применяемым в рамках настоящего исследования, издержки на выработку электроэнергии в течение жизненного цикла ветроэнергетических и фотоэлектрических солнечных электростанций превышают соответствующий показатель других низкоуглеродных технологий, например, атомной энергетики;
2. необходимость сокращения генерации ПВИЭ при высоких уровнях внедрения;
3. во всех рассматриваемых сценариях издержки на обеспечение остаточной нагрузки имеют более высокий уровень в системах, использующих ПВИЭ, чем в системах, основанных исключительно на технологиях, предусматривающих возможность диспетчерского управления.

Первый фактор связан с издержками на уровне электростанции и отражается в таких показателях, как полная приведённая стоимость электроэнергии (LCOE), а два оставшихся фактора являются компонентами издержек на резервирование. Абсолютное значение и масштабы влияния каждого из этих факторов значительно отличаются в зависимости от доли генерации ПВИЭ, как показано на рис. 38. Если разница в издержках на уровне электростанции является ключевым фактором при низких уровнях внедрения, влияние издержек на резервирование постепенно становится более значительным с ростом уровня внедрения. При 75-процентном уровне внедрения ПВИЭ издержки на резервирование становятся самым главным фактором роста стоимости.

Рисунок 38. Факторы роста стоимости производства электроэнергии в главном регионе (в млрд долларов США в год)



Примечание. На данной диаграмме показан рост стоимости производства электроэнергии в разных сценариях по сравнению с базовым сценарием. В качестве эталонного значения в базовом сценарии годовые издержки на выработку электроэнергии составляют около 37 млрд долларов США.

Разница в стоимости выработки электроэнергии в четырёх основных сценариях по сравнению с соответствующим показателем базового сценария отображена на рис. 38; увеличение издержек на выработку электроэнергии делится на три компонента, описанные выше. Первый компонент, «Дельта LCOE», обозначен на рисунке синим цветом и отображает рост издержек, который можно объяснить разницей в издержках на уровне электростанции, существующей между энергетикой на основе ПВИЭ и атомной энергетикой, т. е. наиболее дешёвой доступной альтернативной низкоуглеродной технологией. Данный компонент всего лишь подчёркивает факт того, что при учитываемых в настоящем исследовании предположениях издержки на выработку электроэнергии в течение жизненного цикла электростанций,

использующих ПВИЭ, превышают соответствующий показатель атомных электростанций²⁵. Два других элемента, представленных на рисунке красным цветом, отображают два разных компонента издержек на резервирование. При сокращении объёма электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, коэффициент нагрузки электростанций, использующих ПВИЭ, уменьшается и, таким образом, стоимость их (полезной) генерации увеличивается; это можно представить как необходимость внедрения дополнительной мощности ПВИЭ для обеспечения подачи того же фактического объёма электроэнергии в сеть, что, соответственно, увеличивает издержки системы. Второй компонент зависит от коэффициента сокращения генерации, а также от издержек на выработку электроэнергии в течение жизненного цикла электростанций, использующих ПВИЭ (согласно их LCOE). Он называется «Сокращением генерации ПВИЭ» и представлен на рисунке заштрихованной областью. Последний компонент отражает тот факт, что издержки на удовлетворение потребностей остальных элементов системы имеют больший уровень при наличии ПВИЭ, чем при наличии мощностей, предусматривающих возможность диспетчерского управления. Данный компонент, указанный на рисунке под названием «Остальные элементы системы», также является специфическим для системы и анализируемого уровня внедрения ПВИЭ. Однако издержки остальных элементов системы зависят только от затрат на выработку электроэнергии мощностями, предусматривающими возможность диспетчерского управления, и от издержек, связанных с имеющимися технологиями хранения; фактически данные издержки не зависят от затрат на выработку электроэнергии ПВИЭ²⁶.

При низких уровнях внедрения уровень издержек на резервирование незначителен, а большая часть роста стоимости производства электроэнергии обуславливается разницей в издержках на уровне электростанции, существующей между доступными низкоуглеродными технологиями («Дельта LCOE»). С ростом уровня внедрения ПВИЭ данная тенденция изменяется на противоположную и большая часть наблюдаемого увеличения стоимости производства электроэнергии может обуславливаться издержками на резервирование. Кроме того, издержки на сокращение генерации появляются только по достижении определённого порога использования ПВИЭ, после чего наблюдается их быстрое увеличение, сопровождающее рост уровня внедрения ПВИЭ. При самом высоком рассматриваемом уровне внедрения данный компонент является главной составляющей издержек на резервирование. В заключение, важно напомнить, что издержки на резервирование, представленные выше, рассчитываются как усреднённые издержки на отрезке от нуля до анализируемого уровня внедрения, а не как предельные издержки, характеризующие данный уровень внедрения.

Сравнение трёх сценариев с 50-процентным уровнем ПВИЭ позволяет сделать полезные выводы о преимуществах наличия межсистемных связей и управляемых гидроэнергетических ресурсов при интеграции ПВИЭ и об их влиянии на стоимость производства электроэнергии²⁷. Как указывалось в предыдущем разделе, необходимость сокращения генерации ПВИЭ значительно увеличивается при отсутствии в системе управляемых ресурсов. Рост издержек на производство электроэнергии в двух сценариях анализа чувствительности по сравнению с базовым сценарием отражён в табл. 7.

Таблица 7. Рост стоимости производства электроэнергии в трёх сценариях при 50-процентном уровне внедрения ПВИЭ (в млн долларов США в год)

		Главный регион	Регион 2	Итого
50 % ПВИЭ	Основной вариант сценария	Эталонное значение	Эталонное значение	Эталонное значение
	Без межсистемных связей	220	417	637
	Без межсистемных связей, без управляемых гидроресурсов	4 287	4 207	8 495

25. В последнем сценарии анализа чувствительности данный компонент приобретает отрицательное значение, поскольку издержки на выработку электроэнергии в течение жизненного цикла электростанций, использующих ПВИЭ, имеют меньший уровень по сравнению с соответствующим показателем атомных электростанций.
26. При уменьшении в два раза показателя LCOE электростанций, использующих переменчивые возобновляемые источники энергии, первый компонент издержек на резервирование (заштрихованная зона на рис. 38) также будет снижен в два раза, а второй компонент (заполненная зона на рисунке) останется неизменным.
27. В трёх анализируемых сценариях установленная мощность ПВИЭ одинакова и равна значению, позволяющему достичь чистого 50-процентного уровня внедрения ПВИЭ в основном варианте сценария с 50 % ПВИЭ. Данный подход позволяет непосредственное сравнение этих сценариев. Однако в трёх сценариях предусмотрен разный чистый уровень внедрения ПВИЭ ввиду отличающихся уровней сокращения выработки. Данный факт необходимо учитывать при сравнении экономических аспектов этих трёх сценариев.

Как указывалось ранее, в соответствии с результатами настоящего анализа, управляемые гидроресурсы гораздо более важным образом способствуют интеграции ПВИЭ, чем наличие межсистемных связей. В условиях отсутствия межсистемных связей издержки на выработку электроэнергии в обоих регионах увеличиваются только на 600 млн долларов США в год, в то время как последствия недоступности управляемых гидроресурсов оцениваются в объёме, приближающемся к 8 млрд долларов США в год. Интересно отметить, что, за исключением потребности в большей мощности и в большем объёме выработки атомных электростанций для компенсации растущего сокращения генерации ПВИЭ, в структуре генерирующих мощностей наблюдаются лишь незначительные отличия при сравнении основного варианта сценария с 50 % ПВИЭ со сценарием без межсистемных связей. С другой стороны, структура генерирующих мощностей радикально изменяется при сравнении сценария без межсистемных связей и без управляемых гидроресурсов с двумя другими сценариями. Создаётся дополнительная мощность АЭС и ёмкость аккумуляторных батарей, а также наблюдается рост использования мощностей ГТКЦ для покрытия пиковой нагрузки.

Несмотря на то, что результаты, представленные выше, отражают значимость межсистемных связей и ресурсов хранения для моделируемой системы, они также зависят от предполагаемого масштаба межсистемных связей или энергоёмкости управляемых гидроэнергетических ресурсов. Кроме того, необходимо помнить, что применяемые при моделировании предположения оказывают противоположное воздействие на оценку таких ресурсов. Предположение об идеальном прогнозировании (в отношении будущего спроса, объёма электроэнергии, которая в будущем будет вырабатываться ПВИЭ и русловыми гидроэлектрическими электростанциями, объёма притока воды в гидроэлектрические водохранилища в будущем и будущих цен на электроэнергию) по сути позволяет оптимальное использование данных ресурсов и, соответственно, увеличивает их значимость. В реальной ситуации неуверенность в будущем определённо сократила бы рыночную стоимость производства за счёт данных ресурсов. С другой стороны, на значимость межсистемных связей существенно влияет различие между объединёнными регионами; чем больше отличий в профиле спроса и в структуре генерирующих мощностей, тем выше значимость межсистемных связей. По своей структуре анализ создания системы «с нуля» основывается на одинаковых экономических предположениях о доступных вариантах производства электроэнергии в двух регионах и ведёт к формированию схожей структуры генерирующих мощностей в двух системах, что, в свою очередь, сокращает ценность соответствующих межсистемных связей.

Оценка системных издержек и совокупных издержек на производство электроэнергии

Модель, используемая в данном исследовании, разработана с целью оценки только двух компонентов системных издержек, рассмотренных в главе 2: издержек на резервирование и, по крайней мере частично, издержек на выравнивание нагрузок. Модель не предусмотрена для отображения двух других компонентов системных издержек, т. е. сетевых издержек и издержек на подключение к сети. Используемая модель, объединяющая два региона, представляет каждый регион в качестве системы с возможностью беспрепятственной передачи энергии и поэтому в ней подробным образом не отображаются сети передачи и распределения, что необходимо для оценки сетевых издержек. Кроме того, издержки на подключение электростанции к распределительной сети отсутствуют в отчёте МЭА/АЯЭ «Прогнозируемая стоимость производства электроэнергии», на котором основаны экономические данные, используемые в настоящем исследовании (ОЭСР, 2015). Таким образом, издержки на подключение к сети и сетевые издержки не учитываются в процессе оптимизации структуры генерирующих мощностей. В настоящем разделе предпринимается попытка устранить данный пробел путём предоставления оценки системных издержек, а также более полного расчёта «совокупных» издержек на производство электроэнергии.²⁸

С целью расчёта системных издержек дополнительные сетевые издержки и издержки на подключение к сети, а также ещё не учтённая доля издержек на выравнивание нагрузок прибавляются к издержкам на резервирование, уже рассчитанным в различных сценариях²⁹. Полученные результаты расчёта системных издержек для различных рассматриваемых сценариев, включая разбивку на четыре главных компонента, представлены на рис. 39. Кроме того, планка погрешности отражает диапазон неопределённости, возникающей ввиду ряда возможных допущений в отношении сетевых издержек и издержек на выравнивание

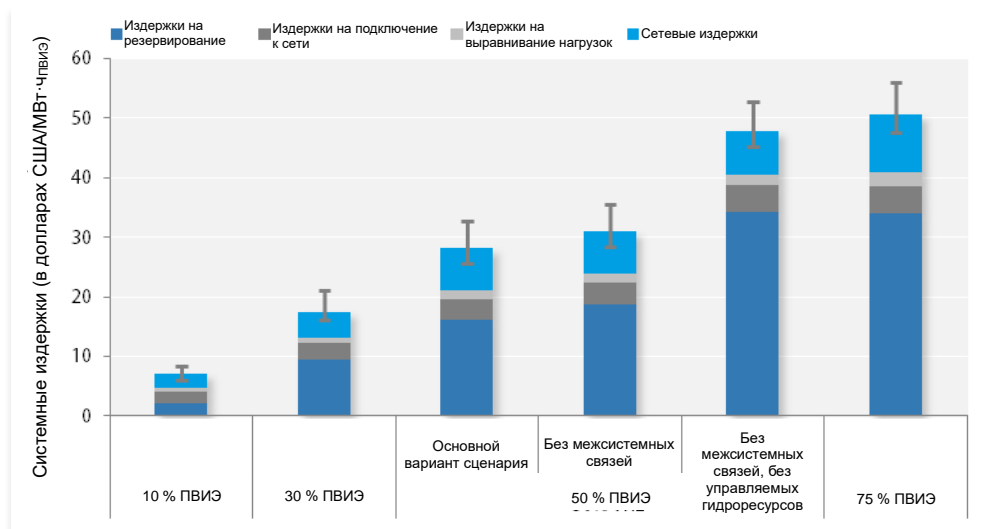
28. Полные затраты на производство электроэнергии могут быть разделены на три большие категории: 1) издержки на уровне электростанции, 2) системные издержки на уровне сети и 3) внешние или социальные издержки. Последняя категория объединяет природоохранные и социальные издержки, которые оказывают влияние на благополучие каждой отдельной личности и групп населения за пределами энергетического сектора (см. АЯЭ, 2015). В настоящем исследовании анализ ограничивается электроэнергетической системой и, соответственно, рассматриваются только два первых компонента полных затрат на производство электроэнергии, описанных выше. Таким образом, под «совокупными издержками» авторы подразумевают издержки на уровне электростанции и все компоненты системных издержек, независимо от того, были ли они непосредственно рассчитаны в результате моделирования или получены на основании результатов оценки, представленных в публикациях.

29. Более подробная информация о конкретных значениях, используемых для каждого компонента издержек, и о методике их характеристики представлена в приложении 3.A1.

нагрузок. Следует отметить, что системные издержки выражены в долларах США на единицу чистого объёма электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ и подаваемой в сеть (т.е. таким образом, сокращённый объём генерации не учитывается в качестве «полезной» конечной энергии в показателе). Следует напомнить, что системные издержки отражают не разницу в издержках на уровне электростанции, существующую между технологиями, предусматривающими возможность диспетчерского управления, и технологиями, использующими ПВИЭ, а дополнительные издержки системы, возникающие в связи с такими характеристиками выходной мощности электростанций, использующих ПВИЭ, как изменчивость, непредсказуемость и зависимость от местоположения электростанции. Следовательно, как отмечалось в главе 2, системные издержки следует рассматривать вместе с издержками на уровне электростанции, а их значения должны сравниваться с уровнем издержек на производство электроэнергии на уровне электростанции. Для сравнения, согласно данным, представленным в отчете МЭА/АЯЭ «Прогнозируемая стоимость производства электроэнергии» (ОЭСР, 2015), при ставке дисконтирования, равной 7 %, издержки на уровне электростанции находятся в диапазоне от 70 до более 200 долларов США/МВт·ч в случае фотоэлектрических солнечных электростанций и от 40 до более 100 долларов США/МВт·ч в случае наземных ветряных электростанций.

Безусловно, полученные результаты оценки системных издержек следует рассматривать с особой осторожностью. Во-первых, значения, взятые из обзоров опубликованных данных, являются в некоторой степени субъективными и обладают гораздо более низким уровнем стабильности, чем значения издержек на резервирование, полученные в рамках строгих модельных экспериментов. Во-вторых, различные компоненты системных издержек не являются независимыми друг от друга, однако могут «переходить» из одной категории компонентов в другую. Соответственно, сложение элементов, полученных в результате вычислений, выполненных с учётом различных допущений и в соответствии с различными гипотезами, требует особого внимания. Тем не менее, несмотря на данные предостережения, наличие оценки системных издержек и их разбивка на различные категории дают важные сведения о затратах, связанных с развёртыванием ПВИЭ, которыми в значимой степени должны руководствоваться лица, определяющие политику.

Рисунок 39. Оценка системных издержек в главном регионе
(в долларах США/МВт·ч чистой электроэнергии, произведённой ПВИЭ)



Примечание. Значения издержек на уровне электростанции и издержек на резервирование получены в результате вычислений; значения прочих компонентов системных издержек получены в результате оценки.

Настоящий анализ подтверждает основные выводы отчёта «Ядерная энергия и возобновляемые источники энергии. Системные эффекты в низкоуглеродных электроэнергетических системах» (АЯЭ, 2012): уровень системных издержек является значительным и увеличивается непропорционально с развёртыванием переменчивых источников энергии. При уровне внедрения ПВИЭ, равном 10 %, системные издержки оцениваются примерно в 7 долларов США/МВт·ч_{ПВИЭ}. Издержки на резервирование, сетевые издержки и издержки на подключение к сети имеют примерно равные доли в системных издержках, в то время как издержки на выравнивание нагрузок характеризуются значительно меньшей величиной. Объём системных издержек становится существенным при достижении высоких уровней внедрения при развёртывании ПВИЭ: при 30-процентном уровне внедрения ПВИЭ системные издержки увеличиваются более чем в два раза, достигая 17,5 долларов США/МВт·ч_{ПВИЭ}, а при уровне внедрения, равном 50 %, составляют

30 долларов США/МВт·ч_{ПВИЭ}. Более высокие заданные уровни использования ПВИЭ ведут к росту системных издержек до ошеломляющей величины, равной 50 долларам США/МВт·ч_{ПВИЭ}. Все четыре компонента системных издержек растут по мере и степени развёртывания ПВИЭ, но разными темпами. В частности, издержки на резервирование увеличиваются значительно более высокими темпами, чем все остальные компоненты системных издержек. Таким образом, издержки на резервирование становятся важнейшей составляющей совокупных системных издержек уже при невысоких уровнях развёртывания ПВИЭ, имеющих место в некоторых странах-членах ОЭСР: они составляют примерно 50 % системных издержек при 30-процентном уровне внедрения ПВИЭ. При уровне внедрения, равном 75 %, они представляют собой практически две трети системных издержек.

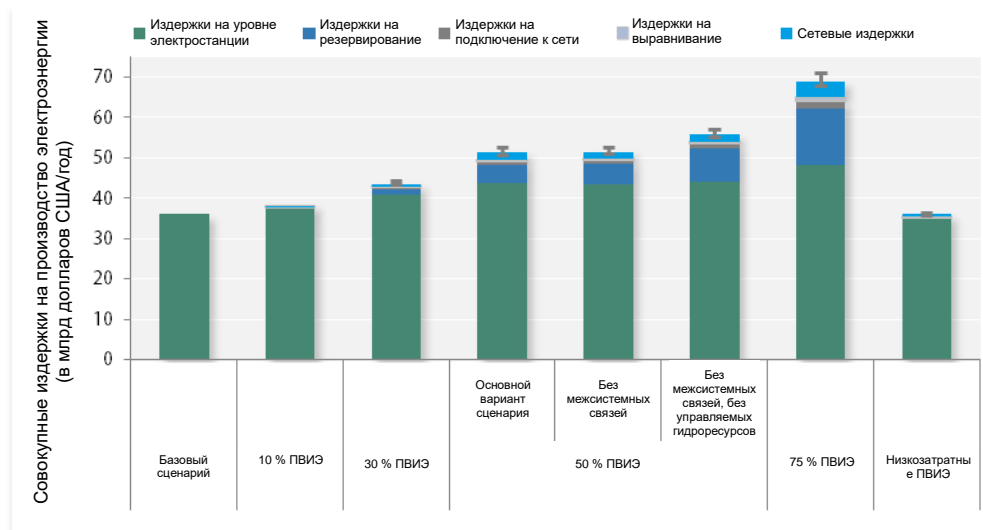
В то время как уровень внедрения ПВИЭ остаётся фактором первоочередной важности, многие другие характеристики электроэнергетической системы влияют на потенциал интеграции переменчивых источников энергии и, следовательно, на дополнительные издержки, возлагаемые на всю электроэнергетическую систему. Анализ чувствительности позволяет более тщательным образом изучить роль двух источников обеспечения манёвренности: наличие межсистемных связей с соседним регионом и наличие гидроэлектростанций с водохранилищем или гидроаккумулирующих электростанций. Оба источника обеспечения манёвренности способствуют интеграции ПВИЭ и снижению системных издержек. Однако воздействие каждого из них на уровень системных издержек отличается существенным образом. В то время как увеличение системных издержек, связанное с использованием ПВИЭ, составляет лишь 10 % в изолированной системе, отсутствие управляемых гидроэнергетических ресурсов оказывает гораздо большее воздействие: системные издержки увеличиваются более чем на 70 %. Например, при уровне внедрения ПВИЭ, равном 50 %, системные издержки увеличиваются с 28 долларов США/МВт·ч_{ПВИЭ} в эталонной системе до 48 долларов США/МВт·ч_{ПВИЭ} в изолированной системе без управляемых гидроэнергетических ресурсов. Такие значения близки к уровням, наблюдаемым в эталонной системе при гораздо более высоком уровне внедрения ПВИЭ, составляющем 75 %.

Наконец, оценка системных издержек позволяет определить «совокупную» стоимость производства электроэнергии, т. е. стоимость выработки, передачи и доставки электроэнергии до каждого приёмника при определённом уровне надёжности поставок. Данный показатель является самым важным критерием сравнения различных вариантов достижения требуемого уровня сокращения выбросов углекислого газа, поскольку он отражает (в пределах возможного) все издержки на обеспечение одинаковой услуги для всех потребителей. На рис. 40 представлены годовые издержки на производство электроэнергии в восьми сценариях, анализируемых в рамках данного исследования: разбивка совокупных издержек на разные составляющие (издержки на уровне электростанции, издержки на резервирование, сетевые издержки и т. д.) даёт наглядное представление о порядке величины и важности каждого компонента.

Однако даже обеспечивая представление более полных и обоснованных результатов, данный анализ не меняет уже рассмотренного главного вывода:

1. развёртывание ПВИЭ в системе сверх оптимального уровня повышает совокупные издержки на производство электроэнергии;
2. такие дополнительные издержки увеличиваются с ростом уровня внедрения ПВИЭ более чем линейно.

Рисунок 40. Оценка совокупных издержек на производство электроэнергии, включающая все системные издержки в главном регионе (в млрд долларов США в год)



Примечание. Значения издержек на уровне электростанции и издержек на резервирование получены в результате вычислений; значения прочих компонентов системных издержек получены в результате оценки.

С учётом предполагаемых издержек на уровне электростанции, применяемых в рамках данного исследования, совокупные издержки на производство электроэнергии возрастают даже при низких уровнях внедрения ПВИЭ. В частности, при уровне внедрения ПВИЭ, равном 10 %, совокупные издержки на 5 % превышают соответствующий показатель системы, в состав которой входят исключительно традиционные генераторы, предусматривающие возможность диспетчерского управления; для среднemasштабной электроэнергетической системы, такой как моделируемая, подобное увеличение означает дополнительные издержки, составляющие примерно 2 млрд долларов США в год. При уровне внедрения ПВИЭ, равном 30 %, издержки увеличиваются примерно до 8 млрд долларов США в год, т. е. на 21 % по сравнению с базовым сценарием. Достижение более масштабных целей использования ПВИЭ приводит к более высоким издержкам для всей электроэнергетической системы. Совокупные издержки возрастают более чем на 15 млрд долларов США в год, если 50 % производства электроэнергии обеспечивается переменчивыми возобновляемыми источниками энергии, что по сравнению с базовым сценарием соответствует дополнительным издержкам, равным 42 %. Достижение уровня внедрения ПВИЭ, равного 75 %, предполагает увеличение издержек на производство электроэнергии почти в два раза, что составляет практически 70 млрд долларов США в год. Такое увеличение соответствует дополнительным издержкам, равным почти 33 млрд долларов США в год, по сравнению с базовым сценарием.

Некоторые дополнительные сведения можно получить посредством анализа результатов сценария «Низкозатратных ПВИЭ», в котором ПВИЭ обеспечивают около 30 % выработки электроэнергии в системе, объединяющей два региона, и только 14 % в главном регионе (и около 50 % в регионе 2). Как и ожидалось, данный сценарий демонстрирует самый низкий уровень издержек на производство электроэнергии среди всех анализируемых сценариев. Однако, несмотря на предположения о значительно более низком уровне издержек на уровне электростанции в случае фотоэлектрических солнечных и ветряных электростанций по сравнению с альтернативными низкоуглеродными технологиями, предусматривающими возможность диспетчерского управления, совокупные издержки на производство электроэнергии остаются практически неизменными. Сравнение показателей совокупных издержек на производство электроэнергии с базовым сценарием показывает разницу только в 100 млн долларов США в год, что составляет примерно -0,3 % общего объёма.

Такой удивительный результат обусловлен двумя важными факторами. Учёт издержек на резервирование, издержек на подключение к сети, издержек на выравнивание нагрузок и сетевых издержек сокращает разрыв между издержками на уровне электростанции атомных электростанций и пониженными издержками фотоэлектрических солнечных и наземных ветряных электростанций. Что ещё более важно, отсутствие учёта некоторых системных издержек в процессе оптимизации приводит к развёртыванию фотоэлектрических солнечных и ветровых ресурсов на уровне, значительно превышающем оптимальный. Соответствующая структура генерирующих мощностей уже не является самой эффективной при учёте всех системных издержек, что неоправданно повышает издержки на производство электроэнергии. Для полноценного использования всех преимуществ низкозатратных ПВИЭ необходимо, чтобы интернализация всех системных издержек происходила посредством их надлежащего закрепления за технологиями, которые их создают. Такой подход позволил бы развёртывание ПВИЭ и всех доступных технологий на оптимальном уровне, и, следовательно, способствовал бы получению наиболее экономически эффективной структуры генерирующих мощностей. Только при таких условиях структура генерирующих мощностей была бы наиболее дешёвой, что максимально увеличило бы уровень благосостояния всего общества.

3.5. Оптовые рыночные цены на электроэнергию, капиталоемкость структуры генерирующих мощностей и ценность генерации ПВИЭ

Создание низкоуглеродной системы оказывает воздействия, которые выходят далеко за рамки описанных выше технических и экономических аспектов. Одно из них — более капиталоемкая структура генерирующих мощностей, в которой большую значимость по сравнению с издержками на производство электроэнергии в течение жизненного цикла имеют инвестиции, а переменные издержки минимальны. Такой переход к более капиталоемким технологиям приводит к изменению долгосрочной структуры оптовых цен на электроэнергию и к значительному росту их изменчивости. При сравнении недавней ситуации с текущей увеличение рисков на рынке электроэнергии в свою очередь означает, что дольщики энергогенерирующих предприятий сталкиваются с проблемой более высокого риска, по крайней мере на чисто энергетических рынках, которые в настоящий момент являются эталоном во многих странах-членах ОЭСР³⁰. Поскольку модель, используемая в рамках настоящего исследования, не может преобразовать рост уровня риска для каждой технологии в инвестиционное решение, данный аспект анализируется ниже исключительно с качественной точки зрения.

В данном разделе более подробным образом рассматриваются три взаимосвязанных аспекта, касающиеся структуры низкоуглеродных генерирующих мощностей:

- i. капиталоемкость структуры генерирующих мощностей;
- ii. структура цен на электроэнергию и покрытие издержек на производство электроэнергии;
- iii. рыночная стоимость электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ и другими возобновляемыми источниками.

Более капиталоемкая структура генерирующих мощностей

Все низкоуглеродные источники производства электроэнергии, будучи в значительной степени неоднородными по своему расположению, размеру, техническим и эксплуатационным характеристикам, обладают аналогичной экономической структурой. Их отличительной чертой являются высокий уровень инвестиционных издержек и низкий уровень переменных издержек. Таким образом, уровень совокупных издержек на производство электроэнергии практически не зависит от выработки электроэнергии. Напротив, структура затрат технологий генерации, использующих ископаемое топливо, характеризуется гораздо большей долей переменных издержек, в основном речь идет об издержках на топливо, и, где это применимо, о затратах, связанных с выбросами углекислого газа, (более подробная информация о структуре издержек основных технологий генерации приводится во вставке 3.2).

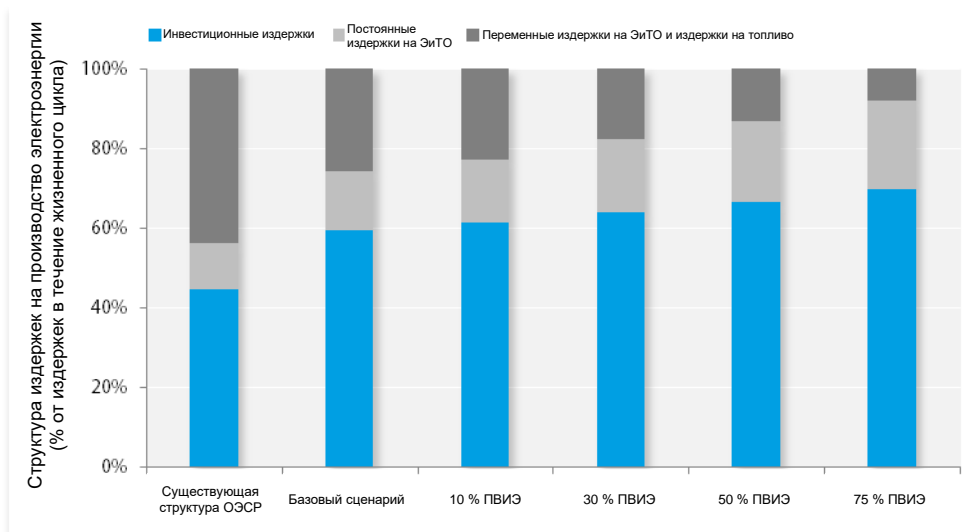
Независимо от выбора конкретных технологий, структура низкоуглеродных генерирующих мощностей состоит из более капиталоемких составляющих по сравнению со структурой, существующей на сегодняшний день в странах-членах ОЭСР. Данная разница наглядно отображена на рис. 41 и рис. 42, на которых сравниваются издержки на производство электроэнергии в течение жизненного цикла в различных сценариях, анализируемых в рамках данного исследования (все сценарии предусматривают одинаковое ограничение на выбросы углекислого газа, равное 50 г/кВт-ч), с издержками структуры генерирующих мощностей, являющейся статистически представительной для стран-членов ОЭСР³¹. В низкоуглеродных системах инвестиции составляют 60–70 % издержек по сравнению с 45-процентным уровнем в существующей структуре генерирующих мощностей стран-членов ОЭСР. Что более важно, в низкоуглеродных системах доля переменных издержек сокращается в 2–5 раз по сравнению с существующим уровнем. Это свидетельствует о сложности задачи и масштабах усилий, требующихся для снижения выбросов углекислого газа, производимых генерирующими мощностями, с настоящего уровня до 50 г/кВт-ч.

Однако, конкретные низкоуглеродные технологии, внедряемые с целью обеспечения сокращения выбросов углекислого газа, также оказывают решающее влияние как на совокупную структуру издержек генерирующих мощностей, так и на долю переменных издержек. Доля переменных издержек существенно изменяется в зависимости от разных низкоуглеродных сценариев: переменные издержки постепенно сокращаются при переходе от низкоуглеродной системы, в которой преобладают атомные электростанции, к системе, в которой электростанции, использующие ПВИЭ, обеспечивают большую часть объема производимой электроэнергии. Такое сокращение компенсируется соответствующим увеличением доли инвестиционных и постоянных издержек на ЭИТО. В базовом сценарии переменные издержки составляют 25 % издержек на производство электроэнергии в течение жизненного цикла, в то время как в сценарии с 75-процентной долей ПВИЭ переменные издержки составляют менее 10 %, а инвестиционные издержки — около 70 % издержек в течение жизненного цикла.

30. Необходимо отметить, что «рынки мощностей» действительно существуют в некоторых регионах США (например, в рамках PJM) и многие страны снижают степень риска посредством так называемых механизмов платы за мощность (МПМ), примером которых являются рынки мощности.

31. Для сравнения: в 2016 году средний удельный объем выбросов CO₂ существующих генерирующих мощностей стран-членов ОЭСР составлял примерно 400 г/кВт-ч, что в восемь раз превышает уровень, заданный в рамках настоящего исследования. В мировом масштабе удельный объем выбросов при производстве электроэнергии достигает примерно 540 г/кВт-ч, что более чем в десять раз превышает эталонный показатель данного исследования (собственные расчёты авторов в соответствии с отчётами МЭА, 2017).

Рисунок 41. Структура издержек на производство электроэнергии и сравнение с существующей структурой



Вставка 3.2. Структура издержек основных технологий производства электроэнергии

Издержки на производство электроэнергии в течение жизненного цикла делятся на четыре компонента: инвестиционные издержки, постоянные издержки на ЭИТО, переменные издержки на ЭИТО и издержки на топливо. Инвестиционные издержки включают в себя однодневные капитальные затраты и непредвиденные расходы, а также начисляемые в ходе строительства проценты. Они представляют собой денежные расходы, имеющие место до сдачи электростанции в эксплуатацию и до получения каких-либо доходов, ожидаемых от инвестиций. Постоянные издержки на ЭИТО представляют собой постоянную долю затрат, совершаемых на регулярной основе независимо от уровня производства электроэнергии; помимо прочего, к этой категории относятся издержки на персонал и на регулярное техническое обслуживание. В отличие от инвестиционных издержек, которые можно рассматривать как невозмещаемые расходы, данные издержки отсутствуют в случае консервации электростанции. Два других компонента, переменные издержки на ЭИТО и издержки на топливо, являются затратами на производство электроэнергии, которые непосредственно зависят от уровня выработки электроэнергии блоком; такие расходы отсутствуют в том случае, если электростанция не генерирует электроэнергию.

Структура издержек основных технологий производства электроэнергии представлена на рисунке ниже с учётом трёх разных ставок дисконтирования — 3, 7 и 10 %. Следует отметить, что данные результаты основаны на отчёте «Прогнозируемые издержки на выработку электроэнергии» (ОЭСР, 2015) и были получены с учётом общего «стандартизованного» коэффициента нагрузки 85 % в отношении тепловых электростанций. Кроме того, на рис. Б3.2 не учитываются затраты, связанные с выбросами углекислого газа; их учёт повысил бы уровень переменных издержек всех вариантов производства электроэнергии на основе ископаемого топлива.

Рисунок Б3.2. Составляющие издержек на производство электроэнергии в течение жизненного цикла различных технологий

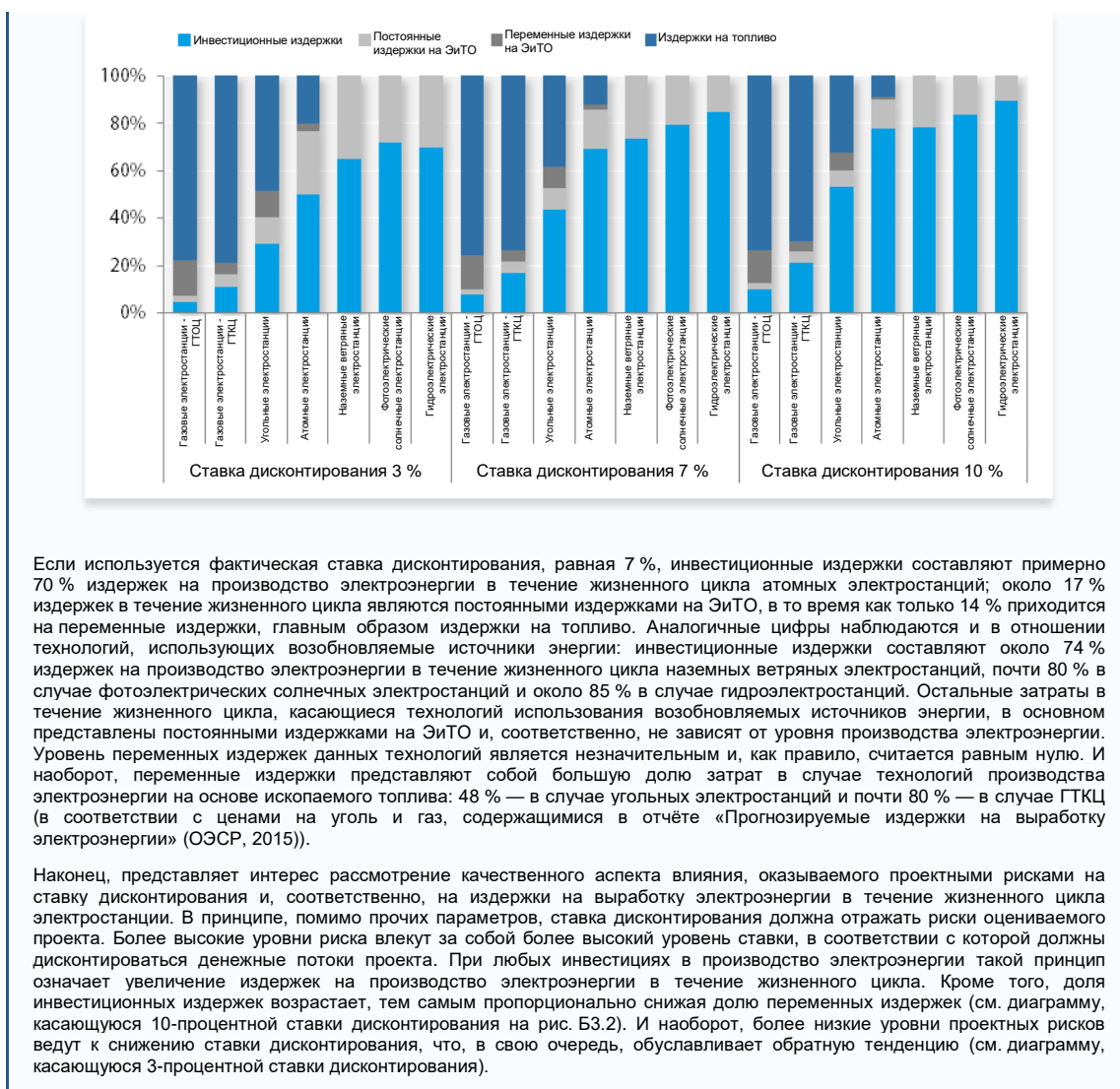
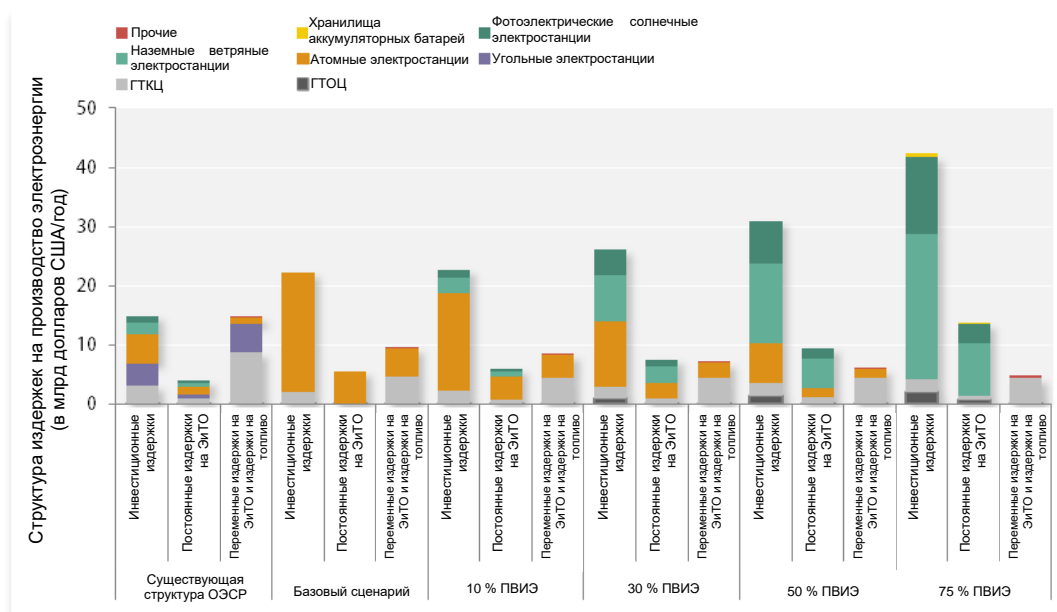


Рисунок 42. **Подробная разбивка издержек на производство электроэнергии и сравнение с существующей структурой**



Иными словами, при развёртывании ПВИЭ структура генерирующих мощностей становится не только более дорогостоящей, но и более капиталоемкой. На либерализованных рынках капиталоемкие технологии характеризуются большим уровнем уязвимости по отношению к долгосрочным изменениям уровня оптовых цен на электроэнергию, так как они могут оказаться неспособными к покрытию своих (масштабных) капитальных затрат в случае снижения цен на электроэнергию и соответствующего уменьшения доходов от инфрамаржинальной ренты (более подробно вопрос рассматривается в публикации «Сооружение новых атомных электростанций» (*Nuclear New Build*) (АЯЭ, 2015)). Таким образом, капиталоемкие технологии означают более высокий уровень риска для инвесторов по сравнению с технологиями, характеризующимися меньшим уровнем капитальных (и большим уровнем переменных) издержек³². Следовательно, переход к низкоуглеродной системе имеет важные последствия, связанные с финансовыми рисками, с которыми сталкиваются инвесторы в электроэнергетическом секторе. Кроме того, такой переход также оказывает значимое влияние на структуру и изменчивость оптовых рыночных цен на электроэнергию³³, что рассматривается в следующих параграфах.

Структура цен на электроэнергию и покрытие издержек на производство электроэнергии

Более капиталоемкая структура генерирующих мощностей оказывает заметное влияние на рынки электроэнергии и особенно на уровень и изменчивость оптовых рыночных цен на электроэнергию.

GenX рассчитывает оптовые цены на электроэнергию как функцию переменных издержек и эксплуатационных ограничений используемой предельной технологии (т. е. почасовая цена на электроэнергию определяется как двойственная переменная установления рыночного равновесия); такой подход соответствует ценообразованию на конкурентоспособных чисто энергетических оптовых рынках. Перед тем, как перейти к анализу различных результатов, следует напомнить, что во всех сценариях, кроме

- Однако следует отметить, что данные издержки зависят от типа оптовых рынков электроэнергии. Указанное в полной мере относится к либерализованным чисто энергетическим рынкам, таким как рынки многих стран-членов ОЭСР, где большая часть доходов электростанций обеспечивается продажей электроэнергии. В меньшей степени сказанное относится к рынкам электроэнергии, где производитель имеет другие более стабильные источники дохода. Наконец, рынки, предусматривающие защиту производителя электроэнергии от изменчивости рыночных цен (посредством долгосрочных ценовых соглашений, таких как «зелёные» тарифы или контракты на разницу цен, или посредством установления выплат, основанных на покрытии издержек, что имеет место на полностью регулируемых рынках), не представляют никакого рыночного риска.
- Безусловно, при рассмотрении ситуации в (далёком) будущем предполагается, что развитие технологий будет влиять на совокупную стоимость производства электроэнергии и на структуру рыночных цен на электроэнергию. В сценарии VI, предусматривающем радикальное сокращение издержек на производство электроэнергии в случае фотоэлектрических солнечных и ветряных электростанций, представлен ряд предположений относительно данных аспектов.

сценария VI, доля ПВИЭ и гидроэнергетических ресурсов в структуре генерирующих мощностей определена извне и что данные ресурсы не подлежат какой-либо непосредственной рыночной поддержке в форме фиксированных выплат («зелёный» тариф) или наценки сверх рыночной стоимости (надбавка к рыночной цене на электроэнергию). Самым логически обоснованным способом представления такой ситуации является предположение того, что данные технологии получили финансовую поддержку в виде инвестиций, которая позволила им достичь соответствующего уровня внедрения. Следовательно, распределение ПВИЭ и гидроэнергетических ресурсов отвечает чисто экономическим требованиям оптимизации. Например, выработка электроэнергии ПВИЭ (и гидроресурсами) сокращается, если такой подход снижает издержки системы. По этой причине в результатах моделирования отрицательные цены не наблюдаются. Данная ситуация отличается от той, которая существует во многих странах-членах ОЭСР, где непосредственная поддержка производства электроэнергии ПВИЭ (в виде «зелёного» тарифа или надбавки к рыночной цене на электроэнергию) искажает естественное ценообразование на оптовом рынке электроэнергии и приводит к появлению отрицательных цен. Если производители, использующие ПВИЭ, получают фиксированные выплаты («зелёный» тариф) или фиксированное вознаграждение сверх оптовой рыночной цены (надбавка к рыночной цене на электроэнергию), то такие технологии продолжают эксплуатацию независимо от рыночной цены или до того момента, пока рыночная цена не достигнет того же (отрицательного) уровня, что и «зелёный» тариф или надбавка к рыночной цене на электроэнергию.

Оптовые рыночные цены на электроэнергию представлены на кривых продолжительности, упорядоченных от максимальных до минимальных значений почасовых цен на электроэнергию в течение одного года. На рис. 44 представлена кривая продолжительности цен в течение года в пяти главных сценариях, а на рис. 45 продемонстрированы самые дорогостоящие 100 часов года, в течение которых цены могут достигать 10 000 долларов США/МВт·ч (стоимость недоотпуска электроэнергии — СНЭ³⁴), а энергоснабжение прерывается (плановый или вынужденный сброс нагрузки и/или веерное отключение). Эти два графика позволяют наглядно представить разницу в структуре цен на электроэнергию, связанную с увеличением масштабов внедрения ПВИЭ. В табл. 8 представлены самые важные количественные данные по рыночным ценам на электроэнергию в главном регионе для всех восьми сценариев, рассматриваемых в рамках настоящего исследования³⁵. Наконец, на рис. 46 сравниваются кривые продолжительности цен на электроэнергию в трёх сценариях, характеризующихся одинаковым заданным уровнем мощностей, использующих ПВИЭ, но разным уровнем межсистемных связей и управляемых ресурсов.

Таблица 8. Данные о рыночных ценах на электроэнергию в главном регионе

		Основные сценарии					Сценарии для анализа чувствительности		
		Базовый сценарий	10 % ПВИЭ	30 % ПВИЭ	50 % ПВИЭ	75 % ПВИЭ	Низкозатратные ПВИЭ	Без межсистемных связей	Без межсистемных связей, без управляемых гидроресурсов
В долларах США/МВт·ч	Средняя цена на электроэнергию	70,16	70,16	70,13	69,42	53,73	70,11	69,07	68,57
	Взвешенная по количеству цена на электроэнергию	79,93	77,19	76,79	75,74	58,71	76,79	76,35	77,02
	Стандартное отклонение	165,01	166,46	230,17	255,17	259,01	211,80	244,59	248,72
	Совокупные издержки на производство электроэнергии (включая уже имеющиеся гидроресурсы)	84,31	87,48	95,97	106,95	133,07	82,39	107,37	105,57
	Совокупные издержки на производство электроэнергии (без учёта уже имеющихся гидроресурсов)	75,63	79,19	88,74	101,09	130,47	73,47	101,57	106,58
В часах	Недоотпуск электроэнергии	0	0	3	4	4	1	3	3
	Несоответствие требованиям к резервированию	8	8	6	6	6	11	8	8
	Регулирование спроса	95	85	32	18	7	34	9	9
	Цена, превышающая 100 долларов США/МВт·ч	451	373	484	705	877	468	1 030	1 482
	Нулевые цены	0	0	60	1 209	3 777	88	1 745	2 559

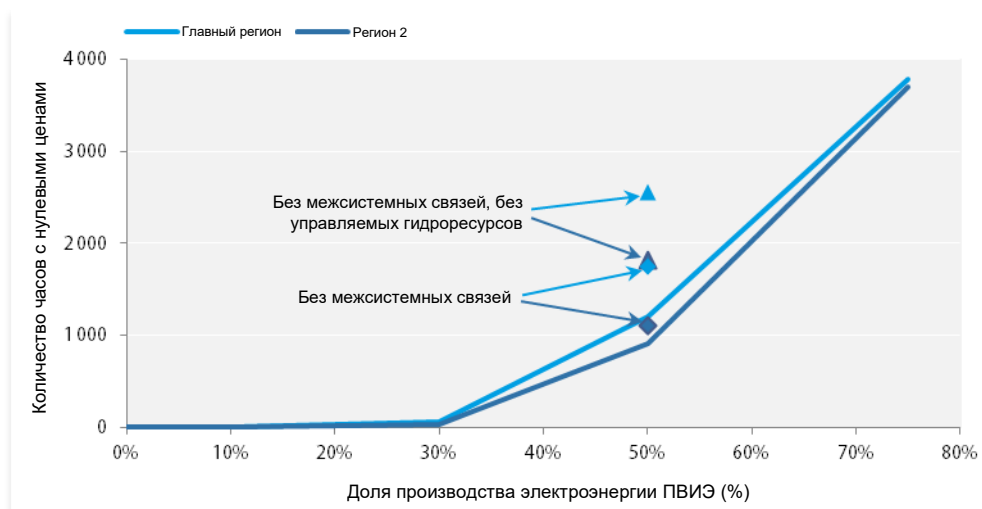
34. Как правило, стоимость недоотпуска электроэнергии определяется как стоимость электроэнергии, которую потребители считают недопоставленной.
35. Средняя цена на электроэнергию определяется как среднее значение почасовых цен на электроэнергию в течение года. Она отражает среднюю цену, получаемую электростанцией с постоянным уровнем выработки. Взвешенная по количеству цена на электроэнергию представляет собой нормализованную по количеству цену на электроэнергию в течение одного года. Она представляет собой усреднённые издержки на удовлетворение необходимой электрической нагрузки в течение одного года.

Часы с разными ценами	730	731	1 885	3 364	5 530	2 173	-	-
-----------------------	-----	-----	-------	-------	-------	-------	---	---

В ходе настоящего исследования был констатирован факт того, что внедрение ПВИЭ оказывает значительно меньшее влияние на средние цены на электроэнергию по сравнению с данными, представленными в эмпирических публикациях, кратко изложенных во вставке 2.1. Прежде всего это объясняется разными используемыми подходами: краткосрочным или долгосрочным. В рамках настоящего исследования предусматривается ситуация долгосрочного равновесия, при которой всем производителям необходимо полностью покрыть собственные затраты, включая инвестиционные издержки, в противном случае они не смогут выйти на рынок. В реальной ситуации дела обстоят иначе: исторические традиционные производители всё ещё остаются на рынке, даже если на рынок выходят новые производители, использующие ПВИЭ; и первые не покинут рынок до тех пор, пока не потеряют способность покрывать собственные издержки на эксплуатацию. В краткосрочной перспективе появление ПВИЭ на рынке ведёт к структурному переизбытку, который способствует снижению цен.

Одним из самых поразительных эффектов развёртывания на энергетических рынках переменчивых источников энергии, характеризующихся низким уровнем предельных издержек, является появление часов с нулевыми ценами и значительное повышение изменчивости цен на электроэнергию. Нулевые цены на электроэнергию не наблюдаются в двух сценариях, предусматривающих нулевой или минимальный уровень внедрения ПВИЭ; они появляются при достижении 30-процентного уровня внедрения ПВИЭ и констатируются только в течение 60 часов в год³⁶. В сценарии низкзатратных ПВИЭ нулевые цены наблюдаются в течение примерно 88 часов. Количество эпизодов с нулевыми ценами существенным образом увеличивается с ростом уровня внедрения ПВИЭ; при 50-процентном уровне внедрения более 1 200 часов в году характеризуются нулевыми ценами, что составляет около 14 % времени. Когда ПВИЭ удовлетворяют 75 % спроса, нулевые цены наблюдаются в течение 3 750 часов, т. е. в течение 43 % времени. Данный эффект отображён на рис. 43 в форме графика с обозначением количества часов с нулевыми или отрицательными ценами в двух регионах как функция уровня внедрения ПВИЭ.

Рисунок 43. Количество часов с нулевыми ценами в рамках выбранных сценариев



Учащение эпизодов с нулевыми ценами компенсируется увеличением количества часов с высокими ценами на электроэнергию. Например, число часов, в течение которых цены на электроэнергию превышают 100 долларов США/МВт·ч, существенно возрастает, когда доля генерации ПВИЭ превосходит 30 %; при уровне внедрения ПВИЭ, равном 75 %, число часов, в течение которых цены на электроэнергию превышают 100 долларов США/МВт·ч, более чем вдвое превосходит соответствующий показатель при нулевом или низком уровне внедрения ПВИЭ. Изменчивость цен на электроэнергию существенно возрастает, когда уровень

36. Уровень внедрения, при котором возникает данное явление, обусловлен не только характеристиками системы, но и относительной долей фотоэлектрических солнечных и ветровых ресурсов: таким образом, полученные результаты отражают заданное в рамках настоящего исследования соотношение генерации фотоэлектрических солнечных и ветряных электростанций (фотоэлектрические солнечные источники обеспечивают ¼ всего объёма выработки ПВИЭ, в то время как остальные ¾ производятся наземными ветряными электростанциями). В целом, при любом определённом уровне внедрения ПВИЭ более высокая доля фотоэлектрических солнечных ресурсов ведёт к увеличению количества часов с нулевыми ценами.

внедрения ПВИЭ превышает 30 %, являясь прямым следствием такого менее равномерного распределения цен (см. рис. 44).

Рисунок 44. Кривые продолжительности оптовых цен на электроэнергию в пяти основных сценариях

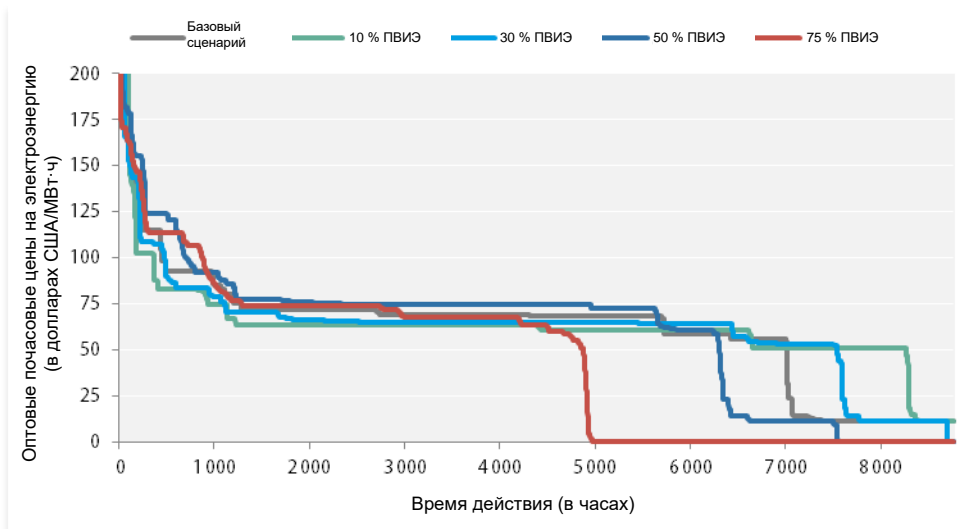
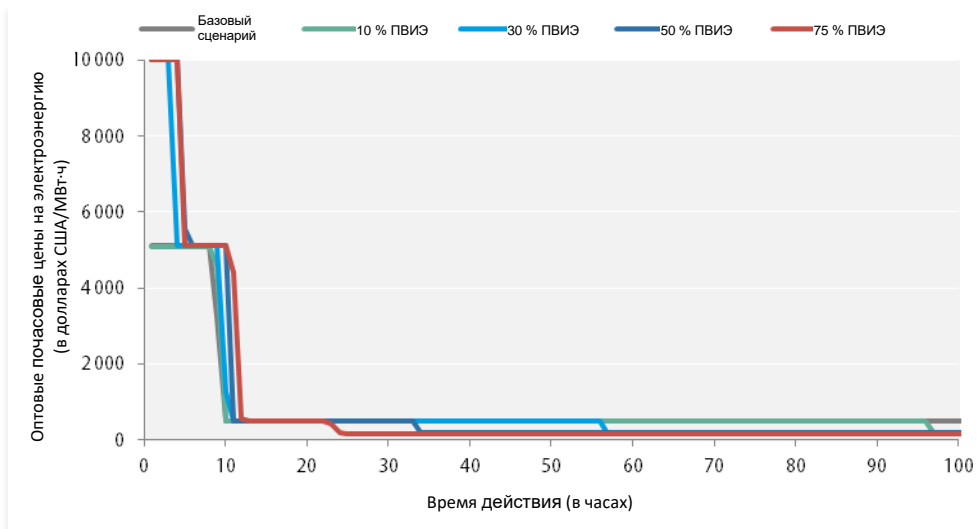


Рисунок 45. Кривые продолжительности оптовых цен на электроэнергию в пяти основных сценариях

(100 часов с самыми высокими ценами)



Примечание. Шкала ординат изменена по сравнению с рис. 44.

Высокая изменчивость оптовых рыночных цен на электроэнергию и зависимость от ограниченного числа часов с высокими или очень высокими рыночными ценами существенно повышают риски рынка электроэнергии для всех технологий генерации. Повышенные рыночные риски автоматически увеличивают ожидаемую инвесторами ставку доходности капиталовложений, что соответственно, приводит к более

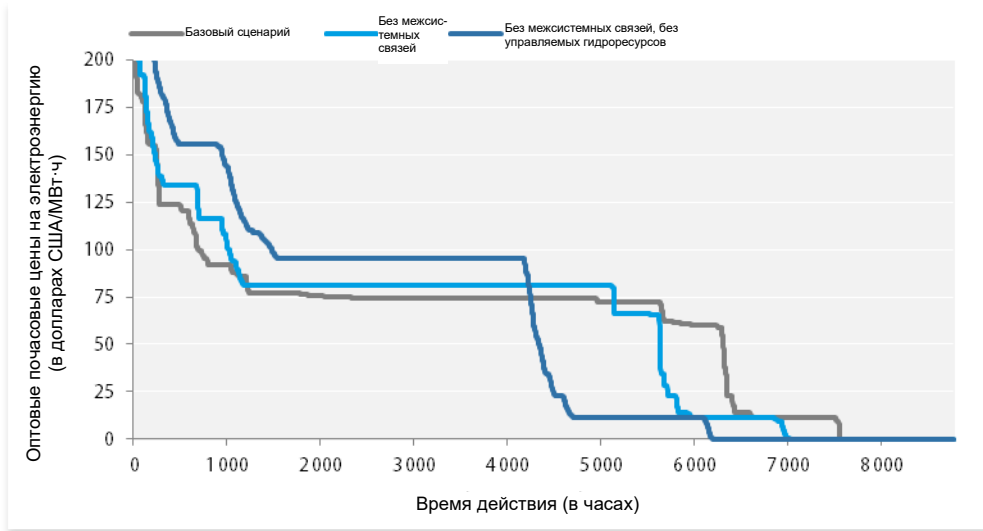
высокому уровню капитальных издержек³⁷. Это особенно касается капиталоемких низкоуглеродных технологий, таких как технологии, использующие ПВИЭ, или ядерная энергетика, которые характеризуются более продолжительными сроками окупаемости и являются более чувствительными к долгосрочным изменениям уровня цен на электроэнергию (подробная информация и анализ приводятся в публикации «Сооружение новых атомных электростанций» (АЯЭ, 2015)). Следовательно, зависимость от оптовых цен, уровень которых равен или находится ниже уровня переменных издержек на производство электроэнергии в течение значимой части года, чревата серьезными отрицательными последствиями, касающимися возможности финансирования объектов, использующих низкоуглеродные ресурсы, таких как ПВИЭ и ядерная энергия, на чисто энергетических рынках. Таким образом, требуется принятие адекватных политических мер для поддержки чисто энергетических рынков для привлечения достаточных инвестиций в низкоуглеродные технологии (более подробно вопрос рассматривается в главе 5).

Как указывалось ранее, два региона имеют относительно масштабный уровень межсистемных связей, что позволяет распределять электроэнергию, вырабатываемую самой дешевой доступной технологией, между двумя регионами и в итоге способствует снижению совокупных издержек на производство электроэнергии всей системы. Как и ожидалось, физический обмен электроэнергией между двумя регионами увеличивается с ростом доли генерации ПВИЭ; данное явление отражает растущую потребность в маневренности, которая обеспечивается взаимосвязями, существующими между двумя системами. Как следствие, количество часов, в течение которых пропускная способность межсистемных связей достигает своего предела, значительно возрастает, особенно если уровень внедрения ПВИЭ превышает 30 %. В течение таких часов рыночные цены на электроэнергию в двух регионах могут значительно отличаться. Однако при анализе данных за целый год значительной разницы в структуре цен двух взаимосвязанных регионов не наблюдается. Этого и следовало ожидать, поскольку в каждом сценарии оба региона имеют один и тот же объем чистой генерации ПВИЭ, одинаковые ограничения на выбросы углекислого газа, а различные электростанции, которые могут быть использованы для развёртывания, обладают одинаковыми экономическими характеристиками и уровнем издержек на производство электроэнергии.

Наконец, сравнение трёх сценариев с одинаковым объемом мощностей, использующих ПВИЭ (Сценарии IV, VII и VIII), позволяет подчеркнуть преимущества наличия управляемых ресурсов (как межсистемных связей, так и гидроэлектростанций с водохранилищем) при рассмотрении вопроса интеграции ПВИЭ. В разделе 3.3 было указано, что более значимое сокращение генерации ПВИЭ наблюдается в менее маневренной системе. Кроме того, в отличие от более гибких систем менее маневренные системы характеризуются более высокими издержками на производство электроэнергии, большей изменчивостью цен на электроэнергию и более частыми эпизодами низких или нулевых цен (см. рис. 46). Например, количество часов с нулевыми ценами в изолированной системе примерно на 40 % превышает соответствующий показатель эталонной системы, в то время как частота таких эпизодов увеличивается более чем в два раза, если к тому же ответствуют управляемые гидроэнергетические ресурсы.

Рисунок 46. **Кривые продолжительности оптовых цен на электроэнергию в сценариях с 50-процентным уровнем внедрения ПВИЭ (Сценарии IV, VII и VIII)**

37. В рамках настоящего исследования моделирование данного процесса не производилось, поскольку во всех рассматриваемых сценариях ко всем технологиям генерации применялась одна и та же ставка дисконтирования, равная 7 %. Учёт рыночных рисков увеличил бы издержки на выработку электроэнергии, особенно в сценариях, характеризующихся высокой долей генерации ПВИЭ.

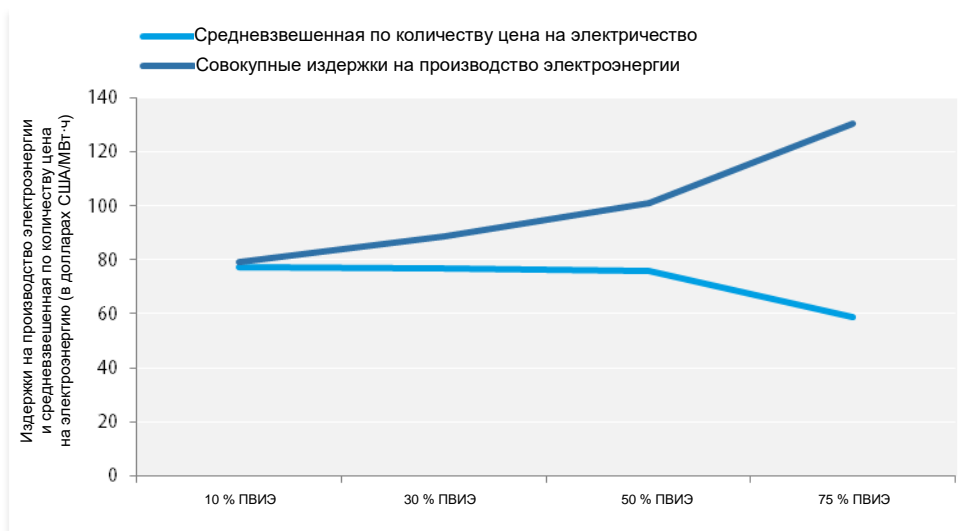


Другим важным аспектом, рассматриваемым в рамках настоящего исследования, является растущий разрыв между издержками на производство электроэнергии и доходами при увеличении уровня внедрения ПВИЭ в системе. В то время как издержки на производство электроэнергии существенно повышаются при более масштабных заданных уровнях внедрения ПВИЭ, средняя рыночная цена и, соответственно, доходы с чисто энергетического рынка следуют прямо противоположной тенденции. Следствием происходящего является растущее недопоступление доходов с оптовых рынков для покрытия издержек на производство электроэнергии. На рис. 47 наглядно отображается данная тенденция и производится сравнение средних издержек на производство электроэнергии и средневзвешенной (по количеству) стоимости электроэнергии в главном регионе в виде функции уровня внедрения возобновляемых источников энергии. Например, при уровне внедрения ПВИЭ, равном 50 %, недопоступление доходов составляет более чем 20 долларов США/МВт·ч, а по достижении 75-процентного уровня внедрения ПВИЭ превышает 70 долларов США/МВт·ч или 34 млрд долларов США в год. При данном уровне внедрения доходы с рынков могут покрывать менее чем 50 % издержек на производство электроэнергии. Таким образом, инвесторам в электроэнергетические предприятия необходимо полагаться на нерыночные механизмы или на специальные субсидии, чтобы преодолеть такой разрыв.

Такая нестабильная ситуация является результатом серьёзных политических противоречий. С одной стороны, инвестиции должны окупаться исключительно благодаря оптовым рыночным ценам. Это возможно в рамках системы полного свободного предпринимательства, основывающейся только на издержках и на ценности для системы. Однако, в такой системе уровень внедрения низкокзатратных ПВИЭ будет незначительно превышать 30 %, как в сценарии VI, или в такой системе не будет ПВИЭ во всех остальных случаях. После определения заданных уровней внедрения ПВИЭ в качестве экзогенной переменной, система смещается с экономического оптимума. Соответственно, в перспективе долгосрочного равновесия расхождение между издержками на производство электроэнергии и оптовыми рыночными ценами является главным образом следствием определённого извне требования внедрения ресурса сверх оптимального уровня; в данном случае, доходы с оптового рынка электроэнергии недостаточны для покрытия издержек на производство. Такая ситуация является показателем необходимости более масштабного нерыночного субсидирования, требующегося для достижения заданного уровня генерации ПВИЭ, который главным образом обуславливается двумя сопутствующими факторами:

1. объём мощностей ПВИЭ, требующих поддержки, увеличивается с ростом уровня внедрения.
2. уровень нерыночной поддержки, необходимый для блока, использующего ПВИЭ, также возрастает, поскольку ценность генерации ПВИЭ уменьшается с ростом уровня внедрения³⁸.

Рисунок 47. Средние издержки на производство электроэнергии и средневзвешенная по количеству цена на электроэнергию



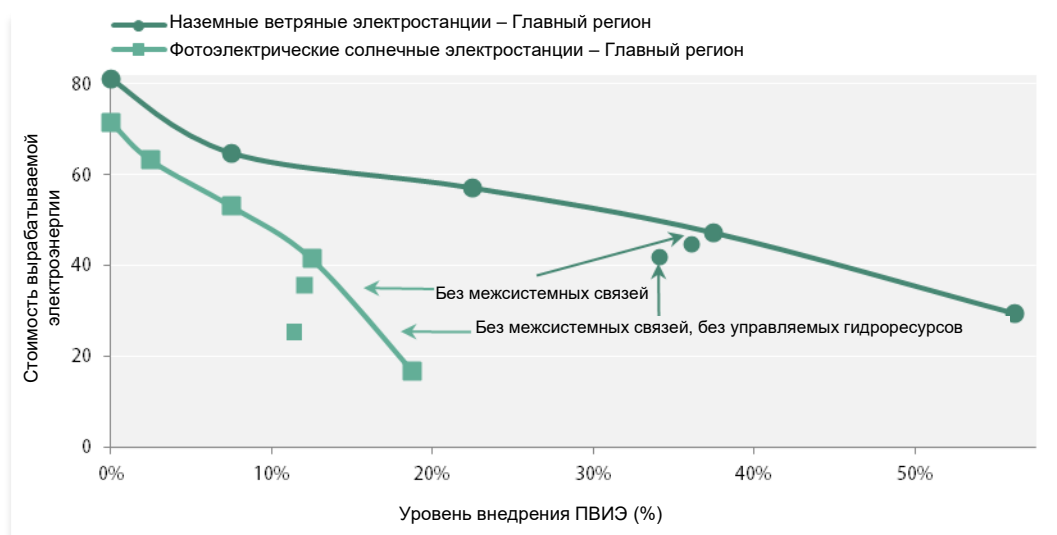
38. Дальнейший анализ данного явления производится в следующем параграфе.

Уменьшение рыночной стоимости фотоэлектрической солнечной и ветровой генерации

Генерация на основе ПВИЭ связана с наличием природных ресурсов, со скоростью ветра или с интенсивностью солнечного излучения, которые по своей природе являются переменчивыми и определяются метеорологическими условиями. Следовательно, генерация фотоэлектрических солнечных и ветряных электростанций является нестабильной и менее предсказуемой, чем выработка электроэнергии электростанциями, предусматривающими возможность диспетчерского управления. Периоды интенсивной выработки электроэнергии сменяются периодами более низкой или нулевой производительности. В частности, поскольку все фотоэлектрические солнечные и ветряные электростанции реагируют на одни и те же метеорологические условия в масштабах обширной территории, они, как правило, вырабатывают больший объем электроэнергии в то же время, когда её генерируют и другие электростанции того же типа, и, аналогичным образом, производят меньший объем электроэнергии, когда другие фотоэлектрические солнечные и ветряные электростанции также используются в меньшей степени. Корреляция между генерацией ПВИЭ и производством электроэнергии другими электростанциями того же типа, имеющимися в системе — явление, обуславливающее снижение рыночной цены на электроэнергию, вырабатываемую ПВИЭ, по мере роста уровня их внедрения (такое явление часто называют депрессивным воздействием на оптовые цены на электроэнергию периодов высокой производительности ПВИЭ, зависящих от погодных условий (так называемый «self-cannibalisation effect»))³⁹. Результаты настоящего исследования подтверждают данную тенденцию, которая уже наблюдалась и подробно анализировалась в недавних научных публикациях. Наиболее важные результаты настоящего исследования представлены на рис. 48, на котором показана рыночная стоимость⁴⁰ электроэнергии, вырабатываемой фотоэлектрическими солнечными и ветряными электростанциями, как функция их развёртывания в главном регионе.

На кривых представлены два типа данных. Во-первых, отображается чистая рыночная цена на электроэнергию, получаемая фотоэлектрическими солнечными или ветряными электростанциями, как функция уровня их внедрения в систему. Во-вторых, и что, возможно, ещё более важно, кривые также дают представление об оптимальном уровне внедрения переменчивых ресурсов, как фотоэлектрических солнечных, так и ветровых, в виде функции издержек на производство электроэнергии в течение жизненного цикла. Например, если рыночная стоимость электроэнергии, вырабатываемой фотоэлектрическими солнечными электростанциями, составляет 40 долларов США/МВт·ч в главном регионе при 12-процентном уровне внедрения, оптимальным уровнем внедрения фотоэлектрических солнечных ресурсов при издержках на выработку электроэнергии, составляющих 40 долларов США/МВт·ч, будет уровень, точно равный 12 %.

Рисунок 48. Рыночные доходы (предельная стоимость) ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций как функция уровня их внедрения



39. Более исчерпывающее описание данного явления представлено в главе 2 (раздел 2.5).

40. Под рыночной стоимостью генерации ПВИЭ здесь подразумеваются доходы, которые получает электростанция, использующая ПВИЭ, от продажи электроэнергии на оптовом рынке.

Средняя цена, получаемая на рынке электроэнергии предприятиями, использующими фотоэлектрические солнечные и ветровые ресурсы, значительно и нелинейно снижается с увеличением уровня их внедрения, и данное снижение цен происходит намного более резко в случае фотоэлектрических солнечных электростанций по сравнению с ветряными электростанциями. Снижение цен на рынках электроэнергии отражает более низкую для системы ценность электроэнергии, генерируемой переменчивыми ресурсами. Несмотря на то, что данное явление, т. е. снижение ценности производства с помощью ресурса по мере роста его доли в объеме производимой продукции, касается всех технологий; в случае электростанций, использующих ПВИЭ, уровень снижения является более значимым, чем в случае других электростанций, предусматривающих возможность диспетчерского управления⁴¹.

Стоимость электроэнергии, вырабатываемой фотоэлектрическими солнечными электростанциями, снижается почти в два раза (до 41,5 доллара США/МВт·ч), даже если достигнутый уровень внедрения составляет лишь 12,5 %. Дальнейшее развёртывание фотоэлектрических солнечных мощностей до уровня внедрения, равного 17,5 %, приводит к очередному снижению рыночной стоимости электроэнергии, вырабатываемой фотоэлектрическими солнечными электростанциями, ещё в два раза. В такой ситуации рыночная стоимость электроэнергии, генерируемой фотоэлектрическими солнечными электростанциями, не превышает 20 долларов США/МВт·ч. Таким образом, даже если бы издержки на производство электроэнергии фотоэлектрических солнечных электростанций сократились в пять раз, оптимальный уровень их внедрения не превысил бы 17,5 %. Подобная тенденция, но менее ярко выраженная, наблюдается в случае наземных ветряных электростанций, имеющих более высокий коэффициент нагрузки, чем фотоэлектрические солнечные электростанции, а также вырабатывающих электроэнергию в течение более продолжительного периода времени. При уровне внедрения, равном 22,5 %, каждый мегаватт-час стоит на 20 долларов США меньше, чем «аналогичный» мегаватт-час, произведённый первой ветряной турбиной в системе; это означает потерю примерно четверти соответствующей рыночной цены. При уровнях внедрения, превышающих 30 %, рыночная стоимость электроэнергии, производимой ветряными электростанциями и, не превышает 50 долларов США/МВт·ч.

В настоящем исследовании продемонстрирован факт того, что наличие управляемых гидроэнергетических ресурсов и межсистемных связей оказывает существенное воздействие на рыночную стоимость и, соответственно, на оптимальный уровень внедрения ПВИЭ. Такое влияние наиболее явно выражено в случае фотоэлектрических солнечных электростанций по сравнению с наземными ветряными электростанциями. Соответствующий анализ чувствительности производится при совокупном уровне внедрения ПВИЭ, равном лишь 50 % (12,5 % фотоэлектрических солнечных электростанций и 37,5 % наземных ветряных электростанций); результаты представлены на рис. 48. В изолированной системе без управляемых ресурсов рыночная стоимость электроэнергии, вырабатываемой фотоэлектрическими солнечными электростанциями, снижается на 40 % по сравнению с эквивалентной, располагающей надлежащим уровнем межсистемных связей и более манёвренной системой, принятой в качестве эталона в рамках настоящего исследования. В изолированной системе, обладающей таким же объемом управляемых ресурсов, что и эталонная, стоимость электроэнергии, вырабатываемой фотоэлектрическими солнечными электростанциями, снижается на 15 %. Снижение рыночной стоимости электроэнергии, вырабатываемой наземными ветряными электростанциями, может оцениваться на уровне -12 % и -6 % соответственно. Аналогичная тенденция и подобные цены также наблюдаются при анализе региона 2, моделирование которого производится в рамках настоящего исследования. Более подробная информация о результатах, касающихся второго региона, и объяснение наблюдаемых тенденций, а также анализ рыночной стоимости уже имеющихся в системе гидроэнергетических ресурсов приводятся в приложении.

Снижение рыночной стоимости переменчивых ресурсов и их пониженная ценность для системы при растущем уровне внедрения оказывают существенное воздействие на возможность финансирования таких ресурсов на чисто энергетических рынках и на выбор оптимальной политики. Данным темам посвящена глава 4 настоящего исследования, в которой они рассматриваются более подробно.

3.6. Выводы

Декарбонизация энергетической системы для достижения долгосрочных целей по противодействию изменению климата, установленных во время Конференции по климату (COP21), представляет колоссальные трудности для стран-членов ОЭСР. По оценкам МЭА, для достижения этих целей⁴² потребуется сокращение к 2040 году уровня выбросов углекислого газа в электроэнергетическом секторе стран-членов ОЭСР приблизительно до 50 г/кВт·ч, т. е. в восемь раз по сравнению с текущими уровнями. Для ознакомления со всесторонним анализом см. «Прогноз развития мировой энергетики. Сценарий устойчивого развития» (МЭА, 2017). Такое сокращение потребует быстрого и радикального преобразования электроэнергетической системы с развёртыванием низкоуглеродных технологий, таких как ядерная энергетика, гидроэнергетика и энергетика на основе переменчивых возобновляемых источников энергии. В отсутствие широкомасштабного внедрения

41. Объяснение данного явления представлено в разделе 2.5 главы 2.

42. Под целями подразумеваются «намерения» осуществить долгосрочную декарбонизацию для сдерживания роста средней глобальной температуры в пределах 2°C или даже ниже, а не фактические краткосрочные обязательства в рамках определяемых на национальном уровне вкладов (INDC).

технологий улавливания и хранения CO₂ подразумевается постепенный отказ от ископаемого топлива или ограничение его использования.

В настоящем исследовании анализируются несколько сценариев радикальной декарбонизации, которые позволяют достичь одинаково строгого уровня ограничений на выбросы углекислого газа, но характеризуются использованием технологий на основе ПВИЭ, гидроэлектрической энергии и ядерной энергии в разных пропорциях в составе масштабной, взаимосвязанной со своим окружением системы, являющейся статистически представительной для нескольких стран-членов ОЭСР. Цель анализа заключалась в предоставлении результатов сопоставления издержек различных вариантов потенциальной долгосрочной структуры генерирующих мощностей, использование которой обеспечивает достижение уровня выбросов углекислого газа, равного 50 г/кВт·ч. Более подробный анализ сценариев позволяет выделить некоторые потенциальные технические и экономические трудности, с которыми сталкивается система низкоуглеродной выработки электроэнергии. Тем не менее, прежде чем перейти к анализу полученных данных и к основным выводам, необходимо подчеркнуть некоторые ограничения возможностей моделирования, касающиеся использованных инструментов, а также влияния принятых экономических и технологических допущений.

За исключением гидроэнергетических ресурсов, которые определяются извне во всех сценариях, в рамках настоящего исследования электроэнергетическая система рассматривается как созданная «с нуля», что подразумевает анализ в долгосрочной перспективе: структура генерирующих мощностей и почасовое распределение нагрузки между отдельными электростанциями оптимизированы для удовлетворения спроса на электроэнергию при минимальных затратах. Такой выбор обеспечивает представление структуры генерирующих мощностей в перспективе до 2050 года и позволяет беспристрастное сравнение разных низкоуглеродных технологий и стратегий декарбонизации. Однако подобное моделирование не даёт информации о возможных путях достижения такой структуры генерирующих мощностей, используемой в долгосрочной перспективе, на основе существующих энергосистем. Экономические предположения и технические характеристики основных технологий выработки электроэнергии, возможностей хранения и мер управления спросом отражают прогнозы МЭА/АЯЭ, касающиеся стран-членов ОЭСР на 2020 год, а также оценки ряда других дополнительных источников⁴³. Они действительно повлияли как на технические, так и на экономические результаты настоящего исследования, которые существенным образом зависят от принимаемых значений капитальных издержек ядерной, фотоэлектрической солнечной и ветровой энергетики (и в меньшей степени от предполагаемых цен на природный газ). Например, радикальное снижение издержек на генерацию ПВИЭ по сравнению с другими низкоуглеродными технологиями, предусматривающими возможность диспетчерского управления, значительное снижение затрат на хранение или широкомасштабное развитие средств обеспечения управляемости спросом могли бы значимо изменить результаты настоящего исследования.

Учитывая сложность и длительный период времени, необходимый для оптимизации энергетической системы, потребовались некоторые упрощения для получения результатов расчётов в пределах разумных временных рамок. Основные допущения, сделанные в рамках настоящего исследования, включают в том числе следующие:

- 1) рассматривается только один год с временными интервалами в один час;
- 2) регион континентального масштаба рассматривается как упрощённая система с возможностью беспрепятственной передачи энергии, состоящая из двух регионов, без учёта сети передачи и распределения;
- 3) решения, касающиеся оптимальной структуры генерирующих мощностей и распределения нагрузки между электростанциями, принимаются с учётом идеального прогнозирования будущего спроса, а также генерации ПВИЭ.

Вследствие принятия таких допущений затраты на подключение к сети и издержки на передачу и распределение не учитываются, а также не включаются в процесс оптимизации. Ввиду ограничения анализа одним годом и предполагаемого идеального прогнозирования будущего спроса и уровня выработки возобновляемых источников, скорее всего, полученная структура генерирующих мощностей не будет оптимальной для другого календарного года или для более продолжительного периода. Возможно даже, что структура генерирующих мощностей не сможет гарантировать приемлемый уровень надёжности поставок в другие метеорологические годы или учёт распределения нагрузки между электростанциями в условиях неопределённости. В целом, данная модель не создана для эксплуатации при временных интервалах ниже одного часа и, следовательно, не предусмотрена для предоставления данных об общей стабильности системы и надёжности электроснабжения в менее долгосрочной перспективе. Такие предположения неизбежно приводят к недооценке издержек, связанных с сокращением генерации ПВИЭ, и издержек на выравнивание нагрузок, к недооценке резерва надёжности поставок и к завышению оценок ценности генерации ПВИЭ и возможностей хранения. Данное явление особенно важно для сценариев с высокой долей генерации ПВИЭ. Учёт перечисленных аспектов неизбежно повлечёт за собой увеличение затрат на выработку энергии во всех анализируемых сценариях. Предполагается, что уровень подобного увеличения затрат будет выше в сценариях с высокой долей генерации ПВИЭ, в которых непредсказуемость и годовые

43. Соответственно, такие допущения могут быть консервативными, особенно в отношении ПВИЭ и технологий хранения.

колебания в балансе выработки/нагрузки становятся более значимыми, что ведёт к более высоким издержкам на резервирование по сравнению с нынешними оценками.

Тем не менее, несмотря на ограничения, присущие всем типам численного моделирования, количественный анализ позволил выявить ряд ценных технических и экономических сведений, касающихся интеграции низкоуглеродных технологий в электроэнергетическую систему, на основе которых можно сделать важные политические выводы.

Растущее применение ПВИЭ оказывает значительное влияние на профиль, изменчивость и прогнозируемость остаточной нагрузки электроэнергетической системы и, соответственно, на структуру генерирующих мощностей, которая должна её обеспечивать. Согласно установленному строгому ограничению на выбросы углекислого газа (и в отсутствие УХУ), угольные технологии не используются ни в одном из рассматриваемых сценариев несмотря на то, что с чисто экономической точки зрения они являются более дешёвыми по сравнению с остальными вариантами производства. Доля выработки электроэнергии с использованием ископаемого топлива (ГТОЦ и ГТКЦ) остаётся практически неизменной во всех сценариях, поскольку она ограничена заданным уровнем выбросов углекислого газа. Вместе с тем, можно наблюдать постепенный переход от ГТКЦ к менее мощным, но более манёвренным ГТОЦ, требующим меньших капитальных затрат, так как растущие требования к обеспечению манёвренности и пониженные коэффициенты нагрузки способствуют развёртыванию наименее капиталоемких газовых электростанций. Такой переход, как правило, приводит к увеличению издержек на резервирование и совокупных системных издержек в сценариях с высокой долей ПВИЭ. В отношении выработки электроэнергии, с учётом строгого ограничения на выбросы углекислого газа, основное наблюдаемое явление заключается в том, что при более амбициозных уровнях использования возобновляемой энергии, ПВИЭ вытесняют ядерную энергию генерирующая мощность: по сравнению с базовым сценарием установленная мощность увеличивается более чем в два раза в сценарии с 50-процентной долей генерации ПВИЭ и в три раза в сценарии с 75-процентной долей ПВИЭ. Это отражает не только снижение коэффициента нагрузки, достигаемого электростанциями, использующими ПВИЭ, по сравнению с электростанциями базовой нагрузки, предусматривающими возможность диспетчерского управления, но также и возрастающее сокращение генерации электростанций, использующих ПВИЭ, и их низкую фактическую мощность, особенно при более высокой доле в производстве электроэнергии. В частности, при более масштабных целях внедрения ПВИЭ значительно увеличивается мощность ГТОЦ: если в базовом сценарии достаточно 2 ГВт, то при 30-процентной доле генерации ПВИЭ требуется 17 ГВт, а при 75-процентной доле — 34 ГВт.

Повышенная изменчивость остаточной нагрузки также влияет на режим эксплуатации традиционных тепловых электростанций. При увеличении доли ПВИЭ в структуре генерирующих мощностей от тепловых электростанций могут требоваться более частые изменения мощности и работа при меньших коэффициентах нагрузки. Наблюдается существенное снижение коэффициентов нагрузки традиционных базовых и полупиковых электростанций при увеличении долей ПВИЭ в выработке электроэнергии. Например, в сценарии с преобладающей долей ПВИЭ средний коэффициент нагрузки ГТКЦ на 25 % ниже, чем в базовом сценарии, основанном исключительно на низкоуглеродных технологиях, предусматривающих возможность диспетчерского управления, таких как ядерная энергетика. Режим работы и требования к обеспечению манёвренности, предъявляемые к тепловым электростанциям, в значительной степени зависят от желаемого уровня внедрения ПВИЭ. Если первые 10 % ПВИЭ в доле генерации существенным образом не влияют на изменчивость остаточной нагрузки, и, соответственно, оказывают минимальное воздействие на уровень манёвренности, требуемой от тепловых генераторов, этого нельзя сказать о более высоких заданных уровнях внедрения ПВИЭ. В частности, режим эксплуатации атомных электростанций изменяется существенным образом: от АЭС требуется значительный уровень манёвренности, если доля генерации ПВИЭ превышает 30 %, и сокращение достижимых коэффициентов нагрузки становится более важным. Достижение более амбициозных уровней использования возобновляемых источников энергии также подразумевает более частое сокращение генерации ПВИЭ. Потребность в таком сокращении появляется при уровне внедрения, равном 30 %, и резко возрастает по мере увеличения доли ПВИЭ. При 50-процентной доле ПВИЭ коэффициент сокращения генерации последней внедрённой установки, использующей ПВИЭ, составляет около 10 %. В сценарии с 75 % ПВИЭ необходимо сократить около 18 % общего объёма электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, а коэффициент сокращения генерации последней внедрённой установки превышает 36 %.⁴⁴

Согласно предположениям в отношении затрат, применённым в рамках настоящего исследования, структура генерирующих мощностей, удовлетворяющая спрос на электроэнергию при минимальных издержках, главным образом основана на использовании низкоуглеродных технологий производства, предусматривающих возможность диспетчерского управления, таких как атомная энергетика и гидроэнергетика. Надлежащее сочетание мощностей этих двух технологий, а также газовых электростанций позволяет добиться сокращения выбросов углекислого газа наиболее экономически эффективным способом. Стоимостью производства

44. Сокращение выработки электроэнергии может смягчаться путём объединения с другими отраслями, например, с отопительным или транспортным сектором (оба случая являются формами управления спросом или активного регулирования спроса).

электроэнергии увеличивается с ростом доли ПВИЭ в системе. Несмотря на то, что объём дополнительных расходов является ограниченным при низких уровнях применения ПВИЭ, он значительно увеличивается при более высоких уровнях; это отражает не только повышение издержек на уровне электростанции при генерации ПВИЭ, но также и дополнительные трудности внедрения в структуру генерирующих мощностей дополнительных блоков ПВИЭ, не предусматривающих возможность диспетчерского управления, и снижение их ценности для системы. Результаты моделирования показывают, что при достижении 30-процентного уровня внедрения ПВИЭ издержки на выработку электроэнергии повышаются на 17 % по сравнению с базовым сценарием. Достижение более высоких уровней внедрения ПВИЭ, составляющих 50 и 75 % общего объёма вырабатываемой электроэнергии, увеличивает издержки на производство электроэнергии на 33 % и более чем на 70 % соответственно. Для среднemasштабной страны, как та, что представлена в настоящем исследовании, объём дополнительных расходов на производство электроэнергии находится в диапазоне от нескольких миллиардов до более 15 млрд долларов США в год. Если издержки на уровне электростанции при производстве электроэнергии ПВИЭ значительно снизятся по сравнению с текущими уровнями, ПВИЭ станут компонентом оптимальной структуры генерирующих мощностей и будут развёртываться без внешнего вмешательства. Оптимальная доля ПВИЭ в структуре генерирующих мощностей будет зависеть от относительной стоимости ПВИЭ по сравнению с альтернативными низкоуглеродными технологиями, предусматривающими возможность диспетчерского управления. Сценарий с низкoзатратными ПВИЭ, в котором издержки на уровне электростанции, связанные с использованием ПВИЭ, приблизительно на 20 % ниже соответствующего показателя альтернативных низкоуглеродных технологий, предусматривающих возможность диспетчерского управления, показывает, что оптимальный уровень внедрения ПВИЭ в этих двух объединённых регионах составляет приблизительно 30 %.

Анализ и рассмотрение вопроса совокупных издержек на производство электроэнергии, представленные выше, являются для политических аналитиков только первым шагом и имеют ограниченную значимость, если не будут дополнены другими параметрами, и тому есть по меньшей мере две причины. Во-первых, результаты в значительной степени зависят от соответствующих допущений, применяемых в отношении ПВИЭ и других низкоуглеродных технологий, которые по определению характеризуются неопределённостью при рассмотрении такого длительного срока. Во-вторых, инструменты моделирования, используемые в рамках настоящего исследования, не позволяют должным образом отобразить другие важные системные эффекты, влияющие на внедрение ПВИЭ в структуру генерирующих мощностей и на их конкурентоспособность. Поэтому издержки на производство электроэнергии должны быть дополнены оценкой системных издержек, касающихся ПВИЭ, и сведениями об их изменениях при повышении уровня внедрения ПВИЭ. Такая работа выполняется путём дополнения издержек на резервирование и издержек на выравнивание нагрузок, рассчитанных в рамках настоящего исследования, данными оценки других компонентов системных издержек, содержащихся в публикациях. В-третьих, учитывалось только ограниченное количество вариантов обеспечения манёвренности; добавление большего числа средств обеспечения манёвренности (таких как объединение секторов) может снизить системные издержки.

Согласуясь с предыдущим исследованием АЯЭ о системных эффектах и недавними научными публикациями, результаты настоящего исследования показывают, что уровень совокупных системных издержек является значительным и увеличивается более чем пропорционально при развёртывании возобновляемых ресурсов. При низких уровнях внедрения совокупные системные издержки, касающиеся ПВИЭ, достаточно ограничены и оцениваются в 7 долларов США/МВт·ч_{ПВИЭ}. Издержки на резервирование, сетевые издержки и издержки на подключение к сети имеют примерно равные доли в системных издержках, в то время как издержки на выравнивание нагрузок характеризуются значительно меньшей величиной. Уровень системных издержек становится существенным при достижении высоких степеней развёртывания ПВИЭ: при 30-процентном уровне внедрения ПВИЭ системные издержки увеличиваются более чем в два раза, достигая 17,5 долларов США/МВт·ч_{ПВИЭ}, а при уровне внедрения, равном 50 %, составляют 30 долларов США/МВт·ч_{ПВИЭ}. Более высокие заданные уровни использования ПВИЭ ведут к росту системных издержек до 50 долларов США/МВт·ч_{ПВИЭ}. Действительно, все четыре компонента системных издержек растут по мере и степени развёртывания ПВИЭ, но разными темпами. В частности, издержки на резервирование увеличиваются значительно более высокими темпами, чем все остальные компоненты системных издержек. Эти цифры должны сравниваться с фактическими издержками на уровне электростанции, связанными с выработкой электроэнергии, наблюдающимися в ядерной энергетике, которые находятся в диапазоне от 40 до 100 долларов США/МВт·ч в странах-членах ОЭСР, и с соответствующими фактическими издержками самих технологий, использующих ПВИЭ, значения приведённой стоимости которых находятся в ещё более широком диапазоне от 40 до 200 долларов США/МВт·ч.

Первоочередную важность имеет понимание того, что системные издержки, касающиеся ПВИЭ, существенным образом зависят от присущих конкретной стране характеристик рассматриваемой системы. Системы с меньшим объёмом управляемых ресурсов сталкиваются с более серьёзными трудностями при внедрении ПВИЭ и с более высокими издержками на выработку электроэнергии. Допущения, касающиеся гидроэнергетических ресурсов и межсистемных связей с соседними странами, являются критически важными в таких случаях. Например, в изолированной системе без управляемых гидроэнергетических ресурсов при уровне внедрения ПВИЭ, равном 50 %, совокупные системные издержки увеличиваются практически в два раза с 28 долларов США/МВт·ч_{ПВИЭ} до 48 долларов США/МВт·ч_{ПВИЭ}. Наблюдаемый рост издержек частично связан с более масштабным сокращением объёма электроэнергии, генерируемой ПВИЭ, который не может быть интегрирован менее манёвренной системой, а также частично обусловлен более дорогостоящими остальными элементами структуры генерирующих мощностей. Таким образом, тесно интегрированным

странам с достаточной пропускной способностью межсистемных связей (таким как страны Западной Европы) легче адаптироваться к изменчивости ПВИЭ, чем более изолированным странам (таким как Япония или Корея). Страны, располагающие большими объёмами управляемых гидроэнергетических ресурсов, такие как Австрия, Норвегия или Швейцария, имеют сходные преимущества.

Растущие по мере увеличения доли генерации ПВИЭ издержки на резервирование и последующее сокращение ценности генерации ПВИЭ для электроэнергетической системы отражаются во всё более низких ценах на электроэнергию, производимую фотоэлектрическими солнечными и ветряными электростанциями. Результаты настоящего исследования подтверждают, что доходы электростанций, использующих ПВИЭ, получаемые на рынках электроэнергии, снижаются резко и нелинейно по мере увеличения уровня их внедрения. Такое снижение значительно более существенно в случае фотоэлектрических солнечных электростанций, чем в случае ветряных электростанций. Это объясняется автокорреляцией фотоэлектрических солнечных и ветровых ресурсов, которые, как правило, вырабатывают электроэнергию в то время, когда её производят и другие электростанции того же типа, что снижает рыночную стоимость электроэнергии непосредственно в момент генерации ПВИЭ. Соответственно, рыночные доходы фотоэлектрических солнечных электростанций уже снижаются в два раза при достижении уровня внедрения, составляющего 12,5%. Последующее развёртывание фотоэлектрических солнечных мощностей для достижения доли выработки электроэнергии, равной 17,5%, вновь в два раза сокращает рыночную стоимость мегаватт-часа, произведённого при использовании фотоэлектрической солнечной энергии, до уровня ниже 20 долларов США/МВт·ч. Аналогичная тенденция, но менее выраженная, наблюдается и в отношении наземных ветряных электростанций, обладающих более высоким коэффициентом нагрузки, чем фотоэлектрические солнечные электростанции, и чей профиль генерации характеризуется лучшим временным распределением. Эти обстоятельства поднимают серьёзные вопросы об оптимальном уровне внедрения технологий на основе ПВИЭ и о долгосрочном экономически устойчивом развитии механизмов поддержки, используемых в настоящее время для их развития.

Низкоуглеродная система обладает характеристиками, выходящими далеко за пределы описанных выше технических и экономических аспектов. Во-первых, такая система отличается более капиталоемкой структурой генерирующих мощностей. По сравнению со структурой генерирующих мощностей, существующей в большинстве стран-членов ОЭСР, где доля каждого типа издержек, инвестиционных и переменных, в совокупных издержках в течение жизненного цикла равна приблизительно 45%, в случае низкоуглеродных сценариев доля инвестиционных издержек в совокупных издержках составляет 60–70%, а переменные издержки находятся на гораздо более низком уровне. Тем не менее, выбор низкоуглеродных технологий влияет на совокупную структуру издержек генерирующих мощностей. Уровень переменных издержек постепенно сокращается при переходе от низкоуглеродной системы, в которой преобладают атомные электростанции, к системе, в которой электростанции, использующие ПВИЭ, обеспечивают большую часть объёма производимой электроэнергии. В базовом сценарии переменные издержки составляют 25% издержек на производство электроэнергии в течение жизненного цикла, в то время как в сценарии с 75-процентной долей ПВИЭ переменные издержки составляют менее 10%. Второй фактор заключается в значительном изменении долгосрочной структуры оптовых цен на электроэнергию. Одним из самых поразительных эффектов развёртывания на энергетических рынках переменчивых источников энергии, характеризующихся низкими предельными издержками, является появление часов с нулевыми ценами и значительное повышение изменчивости цен на электроэнергию. Нулевые цены на электроэнергию уже начинают появляться по достижении 30-процентного уровня внедрения ПВИЭ. Количество эпизодов с нулевыми ценами существенным образом увеличивается с ростом уровня внедрения ПВИЭ; при 50-процентном уровне внедрения более 1 200 часов в году характеризуются нулевыми ценами, что составляет около 14% времени. Когда ПВИЭ удовлетворяют 75% спроса, нулевые цены наблюдаются в течение 3 750 часов, т. е. в течение 43% времени. Учащение эпизодов с нулевыми ценами компенсируется увеличением количества часов с высокими ценами на электроэнергию. Например, число часов, в течение которых цены на электроэнергию превышают 100 долларов США/МВт·ч, существенно возрастает, когда доля генерации ПВИЭ превосходит 30%. Высокий уровень изменчивости оптовых рыночных цен на электроэнергию и зависимость от ограниченного числа часов с высокими или очень высокими рыночными ценами существенно повышают риски рынка электроэнергии для всех технологий генерации. Повышенные рыночные риски автоматически увеличивают ожидаемую инвесторами ставку доходности капиталовложений, что соответственно, приводит к более высоким капитальным издержкам. Это особенно касается капиталоемких низкоуглеродных технологий, таких как технологии, использующие ПВИЭ, или ядерная энергетика, которые характеризуются более продолжительными сроками окупаемости и большей чувствительностью к долгосрочным изменениям уровня цен на электроэнергию.

С точки зрения политики количественные результаты настоящего исследования подкрепляют вывод о том, что наиболее экономически эффективным способом достижения низкого уровня выбросов углекислого газа является введение цен на выбросы углекислого газа (или установление пределов в отношении выбросов), что ограничивает производство электроэнергии с использованием ископаемого топлива и позволяет развёртывание наиболее эффективных низкоуглеродных ресурсов. В условиях ограничений на выбросы углекислого газа все низкоуглеродные технологии находятся в условиях свободной конкуренции и развёртываются в системе до достижения оптимального уровня при соответствующем максимальном увеличении их частной ценности, а также ценности для всей системы. При адекватном ограничении выбросов углекислого газа желаемый уровень сокращения может быть достигнут при минимальных затратах. Напротив, механизмы использования конкретных технологий, например, установление уровней обязательного применения определённых технологий, могут привести к субоптимальным результатам и к увеличению затрат.

Приложение 3.A1. Предметные исследования: энергосистема и экономические допущения

Модель энергосистемы

Анализ энергосистемы требует сбора существенного объема подробной информации, касающейся электроэнергетических систем. Эволюция спроса на электроэнергию, коэффициенты нагрузки электростанций, использующих ПВИЭ, и русловых гидроэлектростанций, приток воды в водохранилища, масштабы и сезонная доступность межсистемных связей между различными моделируемыми регионами — примеры необходимых данных. Для предоставления наиболее реалистичным образом отображаемой масштабной энергосистемы, располагающей адекватным уровнем межсистемных связей, лежащей в основе данного вычислительного эксперимента, были приложены значительные усилия по сбору необходимых для моделирования согласующихся и обоснованных данных, касающихся существующих систем. Настоящее исследование в значимой степени было произведено благодаря большому объему данных, касающихся европейских энергосистем, опубликованных европейскими сетевыми системными операторами и предприятиями.

Значительная часть исходных данных по главному региону (регион 1), основана на фактических данных французской энергосистемы за 2015 год, опубликованных французской компанией RTE, системным оператором передачи. Указанные данные включают нагрузку, а также фактические коэффициенты нагрузки фотоэлектрических солнечных электростанций, ветрогенераторов и энергоблоков, использующих русловые неуправляемые гидроэнергетические ресурсы, в отношении которых доступны значения, зарегистрированные с 30-минутным интервалом. Перечисленные данные были агрегированы с целью приведения к часовому интервалу, используемому при моделировании. Мощность гидроэнергетических ресурсов также рассчитана на основе данных, касающихся доступных в настоящий момент ресурсов во Франции: речь идет о русловых неуправляемых мощностях, мощностях гидроэлектростанций с водохранилищем, а также гидроаккумулирующих мощностях. В совокупности регион 1 располагает:

- 10 ГВт мощностей русловых гидроэлектростанций;
- 10 ГВт мощностей гидроэлектростанций с водохранилищем;
- 4.5 ГВт мощностей гидроаккумулирующих электростанций.

Значения «водного показателя», т. е. объема воды, периодически заполняющей водохранилище, были агрегированы с недельным интервалом.

Регион 2 сконструирован искусственно в целях проведения вычислительного эксперимента, предназначенного для изучения поведения главного региона. Регион 2 отражает характеристики шести энергосистем стран, имеющих межсистемные связи с Францией: Испании, Бельгии, Германии, Швейцарии, Италии и Великобритании. Тем не менее, данный регион был реконструирован (уменьшен в масштабе) в целях приведения к соответствующему годовому спросу на электроэнергию, наблюдаемому в главном регионе. Таким образом, оба региона имеют одинаковый «размер» в отношении объемов электроэнергии. Значения, касающиеся нагрузки и коэффициентов нагрузки электростанций, использующих ПВИЭ, являются средневзвешенными значениями имеющихся данных по соответствующей стране. Аналогичным образом, показатели мощности гидроэнергетических ресурсов основаны на фактических данных указанных стран. В совокупности регион 2 располагает:

- 7,5 ГВт мощностей русловых гидроэлектростанций;
- 7,5 ГВт мощностей гидроэлектростанций с водохранилищем;
- 8 ГВт мощностей гидроаккумулирующих электростанций.

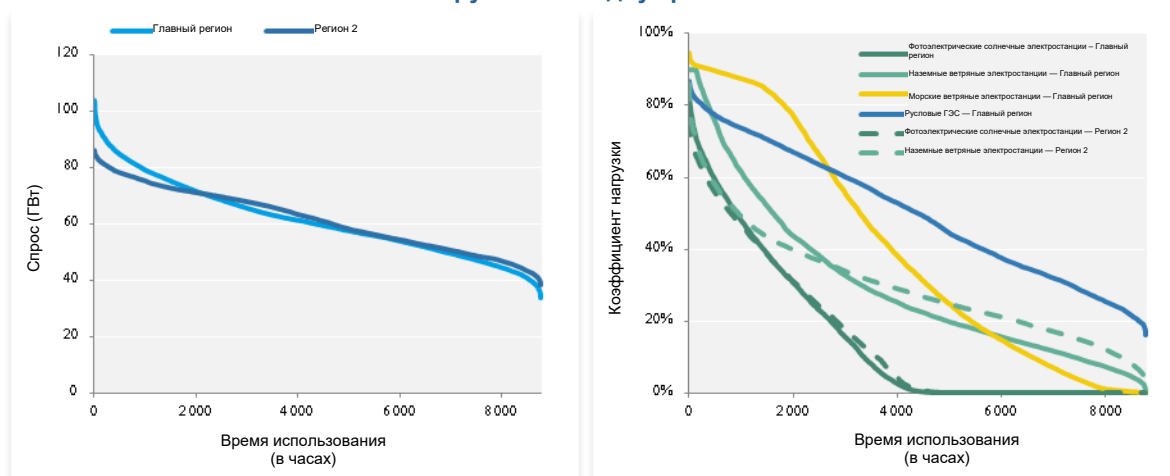
Ввиду неполноты доступных данных, касающихся соседних стран, коэффициенты нагрузки гидроэнергетических ресурсов и «водный показатель», касающиеся региона 1, были также применены к региону 2.

Кривая спроса на 2015 год была построена с учетом коэффициента 1,14 для отображения прогнозируемого роста спроса на электроэнергию к 2050 году в странах-членах ОЭСР (см. «Прогноз развития мировой энергетики» (МЭА, 2015)). Коэффициенты нагрузки электростанций, использующих ПВИЭ и гидроресурсы, также были масштабированы с целью отображения *среднего* коэффициента нагрузки для

оценки стоимости указанных ресурсов, являющихся статистически представительными для стран-членов ОЭСР (30 % в случае наземных ветряных электростанций, 40 % в случае морских ветряных электростанций, 15 % в случае фотоэлектрических солнечных электростанций и 50 % в случае гидроэлектростанций соответственно). Тем не менее, в процессе моделирования максимальный коэффициент нагрузки, наблюдаемый в течение каждого часа, был ограничен до максимального значения, равного 90 % (95 % в случае морских ветряных электростанций).

На рис. 49 изображены кривые продолжительности нагрузки (слева) и кривые распределения коэффициента нагрузки (справа) в двух регионах. На рисунках чётко прослеживается то, что, как в случае спроса, так и в случае коэффициента нагрузки ПВИЭ, кривые являются более плавными в регионе 2 по сравнению с главным регионом, вследствие агрегирования значений на значительно более обширной территории. Это в некоторой мере объясняет, почему внедрение ПВИЭ идёт значительно более высокими темпами в регионе 2 по сравнению с главным регионом в самом наиболее экономически эффективном сценарии низкокзатратных ПВИЭ (см. выше).

Рисунок 49. Кривые продолжительности нагрузки и распределения коэффициентов нагрузки ВИЭ в двух регионах



Наконец, представляется интересным расчёт коэффициента корреляции между генерацией на основе возобновляемых источников энергии и спросом на электроэнергию. Действительно, корреляция между генерацией ВИЭ и спросом на электроэнергию даёт представление о ценности производимой электроэнергии. Чем больше степень корреляции генерации ВИЭ с электрической нагрузкой, тем большую ценность для системы представляет выработка электроэнергии ВИЭ и тем выше рыночная стоимость электроэнергии, производимой ВИЭ. В табл. 9 приводится коэффициент корреляции между генерацией ВИЭ и спросом на электроэнергию в двух рассматриваемых регионах¹. В 2015 году во Франции коэффициент корреляции между генерацией фотоэлектрических солнечных электростанций и нагрузкой был близок к нулю (но оставался положительным), данный факт свидетельствует о том, что стоимость первого мегаватта, выработанного первой установленной в регионе фотоэлектрической солнечной электростанцией² по всей видимости была близкой к средней цене на электроэнергию. Данные наблюдения отражают характеристики спроса на электроэнергию во Франции, достигающего своего пика в вечернее время в зимний период, когда объём генерации фотоэлектрических солнечных электростанций минимален. Коэффициент корреляции значительно выше в регионе 2, что отражает большую степень корреляции генерации и спроса в соседних странах. Противоположные тенденции наблюдаются в случае ветряных электростанций, выработка электроэнергии которых в большей степени коррелирует со спросом в главном регионе. Следовательно, рыночная стоимость электроэнергии, генерируемой ветряными электростанциями, должна быть выше стоимости электроэнергии, вырабатываемой фотоэлектрическими солнечными электростанциями, в главном регионе, в то время как обратное касается региона 2 (рассчитанная рыночная стоимость электроэнергии в главном регионе приведена на рис. 48). Необходимо отметить, что коэффициент корреляции спроса и коэффициента нагрузки электростанций, использующих ПВИЭ, особенно в случае ветряных электростанций, может изменяться из года в год в зависимости от конкретных метеорологических условий. Вышеуказанное, таким образом, касается только 2015 года.

1. «Коэффициент корреляции» определяется по следующей формуле: $-1 \leq R \leq 1$, где $R=0,99$ — почти идеальная положительная корреляция, $R=-0,99$ — идеальная отрицательная корреляция и значение R , приближающееся к нулю, означает отсутствие корреляции.
2. Рыночная стоимость электроэнергии, вырабатываемой фотоэлектрическими солнечными и ветряными электростанциями, снижается с уровнем их внедрения. Таким образом, результаты, представленные в табл. 9, касаются стоимости первого мегаватта внедрённых ПВИЭ.

Таблица 9. Корреляция между генерацией возобновляемых источников энергии и спросом в двух рассматриваемых регионах

	Фотоэлектрические солнечные электростанции	Наземные ветряные электростанции	Русловые гидроэлектростанции
Главный регион	0,015	0,223	0,355
Регион 2	0,372	0,097	0,276

Допущения, касающиеся других составляющих системных издержек

В настоящем разделе представлены данные и допущения, используемые для оценки компонентов системных издержек, которые могли быть не учтены при моделировании, производимом в рамках настоящего исследования: издержки на подключение к сети, издержки на выравнивание нагрузок и сетевые издержки, т. е. затраты на передачу и распределение.

Издержки на подключение, т. е. затраты на подключение электростанции к ближайшей точке сети электропередачи высокого или среднего напряжения не учитываются МЭА/АЯЭ в оценках затрат на уровне электростанции, используемых в данном вычислительном эксперименте, и, соответственно, не были приняты во внимание в процессе оптимизации структуры генерирующих мощностей. Результаты оценки издержек на подключение, используемые в рамках настоящего исследования, основаны на данных отчёта «Ядерная и возобновляемая энергия. Системные издержки при декарбонизации электроэнергетических систем» (*Nuclear Energy and Renewables: System Costs in Decarbonising Electricity Systems*) (АЯЭ, 2012) и представлены в виде составляющей инвестиционных издержек каждой электростанции. Необходимо отметить, что объём годовых издержек на подключение ГТОЦ и аккумулирующих гидроэлектростанций равен соответствующим показателям ГТКЦ и гидроэлектростанций с водохранилищем соответственно. Данные, касающиеся указанных показателей, и соответствующие годовые инвестиционные издержки для каждой технологии генерации обобщены в приведённой ниже табл. 10. Компонент «издержки на подключение к сети» рассчитывается в каждом сценарии следующим образом: в каждом сценарии стоимость подключения всех электростанций, имеющих в структуре генерирующих мощностей, рассчитывается путём умножения установленной мощности каждого типа электростанций на соответствующую удельную стоимость подключения, значения которой для каждой технологии взяты из публикаций. Компонент системных издержек, называемый «издержками на подключение к сети», далее получен путём расчёта разницы между совокупными издержками на подключение к сети каждого отдельного сценария и соответствующим показателем базового сценария и её деления на чистый объём электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ.

Таблица 10. Данные на уровне электростанции, использованные для расчёта издержек на подключение к сети

	Составляющая инвестиционных издержек (%)	Годовые издержки (в долларах США/МВт/год)
ГТОЦ	-	4 530
ГТКЦ	5 %	4 530
Атомные электростанции	5 %	20 694
Ветряные электростанции	8 %	13 730
Фотоэлектрические солнечные установки	5 %	7 350
Русловые гидроэлектростанции	5 %	16 185
Гидроэлектростанции с водохранилищем	5 %	12 233
Гидроаккумулирующие электростанции	-	12 233

Источник: АЯЭ, 2012.

Данные, касающиеся издержек на выравнивание нагрузок и сетевых издержек, получены из публикаций, находящихся в открытом доступе, и обобщены в табл. 11. Необходимо отметить, что модель, используемая для оптимизации структуры генерирующих мощностей, учитывает непредсказуемость генерации ПВИЭ путём адаптации требуемого уровня резервов как функции уровня внедрения ПВИЭ. Таким образом, издержки на выравнивание нагрузок уже учтены, даже если только частично, при расчёте издержек на резервирование. По этой причине издержки на выравнивание нагрузок, найденные в публикациях и указанные в табл. 11, фактически использованы в размере 50 % при оценке совокупных системных издержек.

Большая часть приведённых данных касается низкого и среднего уровней внедрения (как правило, от нескольких процентов до 30–40 % ветряных или фотоэлектрических солнечных ресурсов); доступны результаты нескольких количественных оценок для уровней внедрения ПВИЭ, превышающих 50 %. Данные, используемые для уровней внедрения, равных 10, 30 и 50 % представляют низшую часть спектра результатов, найденных в публикациях, а значения при 75-процентом уровне внедрения получены в результате линейной экстраполяции.

Таблица 11. Результаты оценки сетевых издержек и издержек на выравнивание нагрузок

	Уровень внедрения (%)	Сетевые издержки (в долларах США/МВт·ч _{пвиэ})	Издержки на выравнивание нагрузок (в долларах США/МВт·ч _{пвиэ})	
			В публикациях	Используемое значение
Ветряные электростанции	10 %	3	1,0	0,5
	30 %	5	2,0	1,0
	50 %	8	4,0	2,0
	75 %	11	6,0	3,0
Фотоэлектрические солнечные электростанции	10 %	1	0,5	0,25
	30 %	2	1,0	0,5
	50 %	4	1,0	0,5
	75 %	7	1,5	0,75

Источник: Результаты оценки АЯЭ, полученные на основе публикаций (см. главу 2).

Примечание об издержках на выравнивание нагрузок. В левой колонке представлены исходные значения, приведённые в публикациях; в правой колонке представлены значения, используемые при расчётах (50 % от исходного значения).

Дополнительные издержки на передачу и распределение, связанные с адаптацией к использованию значительных объёмов электроэнергии, производимой децентрализованными электростанциями, использующими переменчивые возобновляемые источники энергии, такие как ветровая и фотоэлектрическая солнечная энергия, требуют дальнейшего систематического исследования. Рисунки, сопровождающие настоящий анализ, главным образом основаны на данных отчёта «Ядерная и возобновляемая энергия. Системные издержки при декарбонизации электроэнергетических систем» (АЯЭ, 2012), который опирается на метаанализ доступных публикаций. Более недавние оценки указывают на то, что уровень сетевых издержек в системах с большой долей ПВИЭ может оказаться очень значительным. Так, недавнее исследование (Бертелеми и др. (*Berthelemy et al.*), 2018), обобщающее работу, проведённую группой специалистов по моделированию под руководством Пантелиса Капроса (Афинский политический университет), иллюстрирует, что сокращение доли электроэнергии, вырабатываемой французскими атомными электростанциями, на 50 % к 2030 году означает необходимость инвестиционных издержек на расширение сети, равных приблизительно 90 млрд евро, с 2030 по 2040 год, что *превысит* затраты на строительство новых генерирующих мощностей в течение этого же периода.

Приложение 3.A2. Подробная информация об использованных инструментах моделирования и последствиях принятых допущений

В настоящем приложении представлены информация, касающаяся контекста исследования, и подробное описание математических инструментов, использованных в рамках данного исследования, а также наиболее значимые упрощения, применённые для облегчения числового восприятия показателей задачи существующими вычислительными инструментами.

Первая часть данного приложения содержит более полное описание модели GenX (модель оптимального расширения производства электроэнергии), которая была использована для количественного анализа, проводимого в рамках настоящего исследования. Во второй части приложения описаны наиболее значимые, непосредственно или косвенно принятые допущения, а также рассмотрено их потенциальное качественное влияние на анализируемые результаты.

Имитационное моделирование посредством GenX

GenX – это модель, имитирующая энергосистему, разработанная исследователями Института данных, систем и общества при Массачусетском технологическом институте (MIT). GenX сосредоточена на эксплуатации и планировании работы энергосистем и используется в большом количестве случаев, требующих имитации эксплуатации и планирования, включающих долгосрочное планирование выработки и расширения сети передачи электроэнергии, а также краткосрочное имитационное моделирование эксплуатации. В рамках данного моделирования определяются инвестиционные решения в отношении энергетических объектов, которые (при оптимальной эксплуатации) могут при минимальных затратах удовлетворять требования, касающиеся электрической нагрузки конкретной системы, с учётом таких эксплуатационных ограничений, как режимы изменения мощности и цикличность. При изменении некоторых параметров модель способна имитировать воздействие различных политических мер, таких как цены на выбросы углекислого газа, ограничения на выбросы углекислого газа, сетевые тарифы на нормированный уровень использования возобновляемых источников энергии, субсидирование и прочие политические или регламентационные решения, касающиеся сбалансированной структуры установленной мощности. Как и другие схожие средства моделирования энергосистем, GenX строит косвенные предположения в отношении условий идеальной рыночной конкуренции и нейтрального отношения к риску.

С точки зрения централизованного планирования модель способствует определению будущих инвестиций, необходимых для удовлетворения будущего спроса на электроэнергию при минимальных издержках. В условиях либерализованных рынков, данная модель может быть использована регуляторами для индикативного планировании энергосистемы, чтобы располагать долгосрочным видением ситуации, к которой могут привести эффективно действующие рынки с растущим уровнем внедрения низкоуглеродной генерации, возможностей хранения и средств управления спросом.

Модель была разработана для выполнения следующих типов анализа:

1. оптимальный план расширения (для централизованных компаний или лиц, принимающих решения на высшем уровне);
2. оптимальные инвестиции (для независимых производителей электроэнергии);
3. экономическая осуществимость и экономическое влияние новых технологий (таких как технологии хранения, управления спросом (УС), распределённая энергетика, ПВИЭ, передовые ядерные технологии);
4. определение эффекта равновесия любой конкретной политической меры (такой как установление пределов на выбросы углекислого газа, налогов на выбросы углекислого газа, нормированных уровней использования возобновляемых источников энергии).

Описание модели

Модель GenX была разработана MIT с целью усовершенствования классических методов моделирования посредством внедрения средств обеспечения эксплуатационной манёвренности, учёта межвременных аспектов и представления сети при анализе энергосистемы. В то же время разработка модели обусловлена

потребностью расширения: от расширения электрогенерирующих мощностей до расширения потенциала энергоресурсов, включая такие варианты, как распределённые энергоресурсы, теплоэнергетические системы, ресурсы управления спросом и хранение энергии, а также новые технологические решения.

Для определения оптимальных инвестиционных и эксплуатационных решений в GenX применяются такие методы математической оптимизации, как линейное программирование (ЛП) и частично-целочисленное программирование. В рамках линейного программирования рассматривается задача, в которой целевая функция $f(x)$ линейна и ограничения определены только с помощью линейных равенств и неравенств. В рамках частично-целочисленного линейного программирования (ЧЦЛП) рассматриваются линейные программы, в которых некоторые или все переменные вынуждены принимать целочисленные значения, создавая задачу, более сложную, чем обычные задачи линейного программирования.

При определении задачи в GenX легко учитываются эксплуатационные данные по тепловым блокам и ограничения по выбору состава работающего оборудования при оптимизации планирования в рамках многоуровневой, многоуровневой структуры, сопряжённой с обязательным уровнем использования возобновляемых источников энергии и ограничениями на выбросы CO_2 , что, соответственно, позволяет взаимодействие между рынками тепловой и электрической энергии.

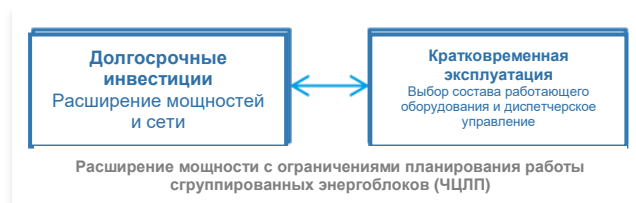
В разработанной схеме определения задачи используются технические системы, в настоящий момент находящиеся на стадии разработки, группирование энергоблоков, а также аппроксимация энергетического потока передачи и распределения в целях гибкой совместной оптимизации семи связанных между собой уровней принятия решения, касающихся энергосистем:

- планирование расширения производственной мощности;
- оптимальное распределение нагрузки между электростанциями;
- энергетические потоки передачи и распределения;
- расширение сети передачи и распределения;
- требования к эксплуатационным резервам;
- эксплуатационный режим сгруппированных энергоблоков;
- взаимодействие между рынками электрической и тепловой энергии.

Такая схема определения задачи позволяет моделирование воздействия эксплуатационной манёвренности на планирование использования мощностей в одной целостной оптимизационной задаче, которую в противном случае пришлось бы рассматривать на разных отдельных стадиях (Палминтир, 2013 и Систернес, 2014). В то же время, представляется возможным моделирование сетевых взаимодействий, а также синергические связи рынков электрической и тепловой энергии внутри регионов.

Формально модель может быть разделена на два компонента: первый компонент способствует принятию решений по разработке энергоресурсов (расширение мощностей); второй компонент способствует принятию эксплуатационных решений, связанных с различными разработанными на первой стадии энергоресурсами (выбор состава работающих энергоблоков и экономичное распределение нагрузки), см. рис. 50. Особенность GenX заключается в том, что используемая функция стоимости включает не только капитальные затраты и переменные эксплуатационные издержки, но и издержки, связанные с более интенсивным циклическим режимом работы, зависящие от целого ряда технических ограничений, что гарантирует техническую осуществимость моделируемой системы.

Рисунок 50. Схематичное изображение модели GenX



Доступные централизованные ресурсы выработки электроэнергии включают: газовые турбины с комбинированным циклом, газовые турбины с открытым циклом, угольную пыль, ядерную, ветровую и солнечную энергию, а также гидроэнергетические ресурсы. Другие потенциальные доступные централизованные энергоресурсы включают: геотермальные электростанции, электростанции на биомассе, гелиотермальные и гидроаккумулирующие электростанции, а также установки хранения гелиотермальных

и атомных энергоблоков. Удовлетворяющие критериям применения распределённые энергоресурсы (РЭР) включают: фотоэлектрическую солнечную энергию, электрохимические системы хранения, тепловые хранилища, управление спросом и аккумуляторные батареи. Уровень мощностей системы может как задаваться извне (подход создания системы на основе уже имеющихся элементов), так и внутрисистемно определяться моделью (подход создания системы «с нуля»).

Мощность всех генерирующих блоков и распределённых энергоресурсов представлена в виде постоянной переменной выборки, за исключением масштабных тепловых энергоблоков, которые, при необходимости, могут быть представлены как целочисленные группы электростанций в регионе (Палминтир, 2013). Блоки дополнительных мощностей для всех распределённых энергоресурсов, крупные ветряные и солнечные электростанции и газовые турбины с открытым циклом (ГТОЦ) имеют достаточно небольшие масштабы, ввиду чего уровень такой абстракции незначителен, в то время как более крупные тепловые энергоблоки могут быть представлены в качестве целочисленных групп в случае, если дискретность (или неоднородность) соответствующих инвестиционных решений считается значительной. Эксплуатационные решения, касающиеся генерирующих блоков и распределённых энергоресурсов, являются непрерывными, за исключением решений, касающихся циклического режима эксплуатации более масштабных тепловых электростанций, что, при необходимости, может быть выражено в виде непрерывных или целочисленных решений (например, для определения количества единиц внутри каждой группы аналогичных электростанций, которое необходимо запустить или отключить). Целочисленное группирование аналогичных электростанций предусматривает упрощающее допущение, в соответствии с которым все электростанции в пределах группы идентичны и все единицы работающего оборудования в масштабах группы имеют одинаковый уровень выходной мощности. Обработка решений по составу работающего оборудования в качестве непрерывных переменных ещё больше облегчает задачу и позволяет планировать работу частей электростанции. Оба варианта предусматривают незначительные погрешности аппроксимации, тем не менее, они существенно улучшают вычислительные возможности, обеспечивая получение более подробных данных в отношении других параметров, таких как сетевая сложность. Поскольку варианты решений о запуске/отключении отдельных распределённых энергоресурсов и даже ГТОЦ принимаются быстро и происходят с небольшим нарастанием, их представление в качестве непрерывных решений также является незначительной аппроксимацией.

Решения, касающиеся инвестиций в производственные мощности и эксплуатации, индексируются для каждого узла или региона системы, позволяя модели выбрать оптимальную для инвестиций площадку и принять эксплуатационные решения в отношении каждой площадки. Таким образом, модель уравнивает различные эффекты масштаба на разных уровнях напряжения с одной стороны и отличительные недостатки или преимущества площадок в отношении разных регионов или разных уровней напряжения с другой стороны — в этом заключается её ключевое преимущество перед другими моделями.

Потоки мощности между регионами и уровни напряжения моделируются в качестве обычной электропередачи. Максимальные потоки мощности, проходящие через данные интерфейсы, отражают основные сетевые ограничения. Потери являются функцией потоков мощности между элементами разных уровней напряжения или регионами и реализуются как кусочно-линейная аппроксимация квадратных потерь. Издержки на усиление распределительной сети, связанные с изменениями подачи или извлечения пиковой мощности в каждом узле, представлены как линейная или кусочно-линейная функция, настроенная экспериментальным путём и посредством моделирования оптимального потока мощности.

Требования к резервам моделируются в форме обеспечения требований на сутки вперёд, касающихся возможности регулирования и поддержания вращающегося/невращающегося резерва на случай возникновения нештатных ситуаций, для отображения распределения требований в отношении уровня мощности, необходимого для надёжного преодоления краткосрочной неопределённости в прогнозировании нагрузки и генерации возобновляемых источников, а также в отношении отказов энергоблоков или сети.

Интервал времени, предусмотренный настоящей методологией, равен одному году, разделённому на периоды, равные одному часу, и представляет какой-либо год в будущем (например, 2050). В этом отношении определение задачи является статичным, так как предназначается не для определения графика инвестиций, а для предоставления «моментального снимка» наименее затратной структуры генерирующих мощностей, существующей при предопределённых будущих условиях.

Трудности, связанные с размерностью

Анализ расширения мощностей сопряжён с трудностями, связанными с размерностью, из-за со временем растущего экспоненциальным образом числа условных переменных и количества эксплуатационных показателей и представлений сети. На рис. 21 представлена область имитационного моделирования с графическим представлением различных вычисляемых показателей. Демонстрируются разные варианты, начиная с элементарной одноузловой системы с экономичным распределением нагрузки и применением только временных блоков без учёта межвременных аспектов; и заканчивая полным воспроизведением сети с расчётами потока мощности переменного тока, в котором отдельно учитывается состав работающего оборудования и резервы каждой электростанции в долгосрочном контексте.

Необходимо отметить, что в процессе имитационного моделирования не могут быть учтены все параметры одновременно. Ограниченность вычислительных ресурсов подразумевает ослабление точности расчёта каждого показателя; таким образом, больший уровень детализации одного показателя, как правило, означает больший уровень абстракции в других областях. Конфигурируемые характеристики модели позволяют обеспечить отбор наиболее значимых параметров для каждого отдельного проекта.

Описание некоторых расчётных допущений и их влияние на результаты

В данном разделе представлена дополнительная информация, касающаяся допущений, использованных в рамках настоящего исследования с целью преобразовать задачу таким образом, чтобы для её решения можно было использовать современные вычислительные средства: (1) нейтральное отношение к риску и идеальная рыночная конкуренция, (2) моделирование сети передачи и распределения, (3) идеальное прогнозирование будущего спроса и генерации ПВИЭ и (4) представление одного года.

Безразличный к риску агент — идеальная рыночная конкуренция

Годовые инвестиционные издержки всех технологий, рассматриваемых в настоящем исследовании, рассчитаны с учётом стандартной фактической ставки дисконтирования, равной 7 %. Данное значение может рассматриваться как достоверный показатель капитальных затрат генерирующих предприятий в странах-членах ОЭСР. Одна и та же ставка дисконтирования используется в отношении всех технологий генерации и хранения энергии; что подразумевает идентичный уровень риска для любых инвестиций в производство электроэнергии, который остаётся неизменным в течение всего жизненного цикла генератора и одинаков во всех анализируемых сценариях. Данный подход, также называемый подходом «безразличного к риску агента», как правило, используется в большинстве анализов электроэнергетической системы, описанных в научных публикациях.

Однако, ставка дисконтирования отражает только часть элементов, рассматриваемых энергетическими компаниями в рамках инвестиционного процесса. При оценке финансовой осуществимости проекта, денежные потоки должны дисконтироваться с использованием адекватной ставки, в которой учитывается не только стоимость капитала для компании, реализующей проект (например, средневзвешенная стоимость капитала (WACC)), но и уровень риска конкретного проекта и его сопоставимость с существующими активами и пассивами компании. Такой конкретный уровень риска не только зависит от определённой технологии, но и существенно изменяется с каждой фазой проекта. Например, практически нет сомнений в том, что проект атомной электростанции на этапе строительства предполагает значительно более высокий уровень риска, чем ГТКЦ, ввиду существенной степени неопределённости, касающейся однодневных капитальных затрат и сроков сооружения. И наоборот, позитивный опыт эксплуатации большинства АЭС в сочетании с низким уровнем предельных издержек позволяет заключить, что рыночные доходы, получаемые при эксплуатации АЭС, более надёжны, чем доходы, получаемые при эксплуатации ГТКЦ, что отражает, таким образом, меньший уровень риска данной технологии на этапе эксплуатации.

Результаты демонстрируют, что уровень и изменчивость цен на электроэнергию и, соответственно, уровень рыночного риска, касающегося всех технологий производства электроэнергии, существенно изменяются в зависимости от анализируемого сценария. Однако ставка дисконтирования не была скорректирована таким образом, чтобы отражать подобные изменения уровня финансового риска. Кроме того, не было предпринято попыток оценить эффект политических мер, принимаемых с целью ограничения уровня выбросов углекислого газа, на смещение риска от производителей электроэнергии к другим субъектам экономической деятельности и, таким образом, на ставку дисконтирования, которая должна применяться к каждой технологии производства электроэнергии. Например, предоставление фиксированной цены на электроэнергию, вырабатываемую какой-либо специфической технологией (например, в виде долгосрочного контракта, который, возможно, заключается в условиях конкуренции в результате аукционных торгов), значительно снизило бы уровень рыночного риска для данной технологии, что отразилось бы в более низкой ставке дисконтирования.

Наконец, при моделировании решений, касающихся инвестиций и распределения нагрузки, предполагается идеальная рыночная конкуренция без учёта возможной манипуляции рынка разными заинтересованными сторонами.

Моделирование сетей передачи и распределения

При экономическом анализе и оптимизации энергосистем, как правило, используется одноузловой подход, также называемый подходом использования системы с возможностью беспрепятственной передачи энергии. Сеть передачи и распределения не моделируется, что косвенным образом предполагает передачу электроэнергии от производителей к потребителям без физических ограничений, затруднений или потерь.

В настоящем исследовании данный подход усовершенствуется путём анализа двух отдельных регионов, объединённых посредством межсистемных связей заданной чистой пропускной способности. Обмен энергией между двумя регионами ограничен максимальной пропускной способностью межсистемных связей, потери при передаче между двумя регионами не учитываются. Каждый регион представлен в виде отдельного узла без ограничений и потерь при передаче; таким образом, каждый регион рассматривается как система с возможностью беспрепятственной передачи энергии.

Учёт географического распределения генерации и нагрузки в каждом регионе стал бы дополнительным ограничением в процессе оптимизации и, таким образом, привёл бы к более высоким затратам на производство электроэнергии во всех сценариях. Такие ограничения и соответствующие дополнительные издержки, скорее всего, имели бы больший масштаб в сценариях с высокой долей генерации ПВИЭ в силу двух следующих причин:

- 1) вероятнее всего, электроэнергия должна передаваться на большие расстояния, поскольку площадка, на которой максимизируется генерация ПВИЭ, не обязательно располагается вблизи центров нагрузки. Таким образом, потери при передаче электроэнергии являются более значительными в сценариях с высокой долей использования ПВИЭ.
- 2) риск перегрузки в сети электропередачи увеличивается вместе с ростом уровня внедрения ПВИЭ по причине географической концентрации ПВИЭ, а также ввиду того, что генерация ПВИЭ, как правило, имеет высокую степень корреляции в одних и тех же географических зонах¹.

Идеальное прогнозирование

Оптимизация структуры генерирующих мощностей и эксплуатационное распределение всех ресурсов основывается на предсказуемости и идеальном прогнозировании будущей нагрузки, будущего уровня генерации ПВИЭ, а также эксплуатации всех остальных энергоблоков. Такой подход к планированию позволяет оптимизировать загруженность всех ресурсов генерации электроэнергии, а также зарядку и разрядку накопительных ресурсов. Существует очевидное отличие от опыта работы в реальных ситуациях, когда эксплуатационные решения принимаются в условиях неопределённости и ограниченных представлений о будущем, что приводит к неоптимальному принятию решений и использованию ресурсов, особенно в случае предприятий, обеспечивающих хранение энергии. Учёт данного эффекта и, соответственно, факта принятия решений, касающихся моделирования и оптимизации, в условиях неопределённости, несомненно приведёт к повышению затрат на производство электроэнергии во всех сценариях; вероятнее всего, в сценариях, сопряжённых с большим уровнем неопределённости в отношении остаточного спроса и с более масштабным использованием мощностей для хранения энергии, таких как сценарии со значительной долей ПВИЭ, затраты увеличатся пропорционально.

Только один год: отсутствие стохастического представления межгодовой изменчивости

Структура генерирующих мощностей была оптимизирована на основании собранных данных за один год (2015); использованные данные включают в себя, в частности, уровень спроса на электроэнергию и его профиль, фактический объём выработки или фактические коэффициенты нагрузки электростанций, использующих возобновляемые ресурсы, такие как ветровая, фотоэлектрическая солнечная энергия и гидроэнергетические русловые ресурсы, притоки воды в водохранилища и т.д. Использование других исходных данных, например сведений, касающихся другого года, привело бы к получению других результатов в отношении оптимальной структуры генерирующих мощностей, а также в отношении издержек на производство электроэнергии. Более полная оценка оптимальной структуры генерирующих мощностей потребовала бы анализа сотен статистически представительных сценариев, включающих данные, касающиеся различных профилей спроса за несколько лет, и десятков сценариев для каждого года, отражающих стохастическую изменчивость возобновляемых ресурсов. Однако анализ такого рода был бы несовместим с ограничениями существующих вычислительных инструментов, а также с объёмом доступных данных, необходимых для такого исследования.

Следует помнить об указанных выше ограничениях при интерпретации результатов, приводимых в настоящем отчёте. Использование выборки данных за большее количество лет, касающихся нагрузки и разных режимов использования возобновляемых ресурсов, привело бы к получению другой оптимальной структуры генерирующих мощностей и к увеличению затрат на производство электроэнергии во всех сценариях. Полученная в результате структура генерирующих мощностей была бы более надёжной, т. е. способной удовлетворять спрос в более широком диапазоне возможных ситуаций, но она не была бы оптимальной для каждого конкретного года. Скорее всего, различия в совокупной структуре генерирующих мощностей и в уровнях увеличения затрат будут более значительными в сценариях с высокой долей электростанций, использующих ПВИЭ, выработка которых подвержена существенным изменениям в разные календарные годы. Однако, упрощённый подход, применяемый в рамках данного исследования, всё же

1. Затраты на обеспечение усиления электросети, связанные с развёртыванием ПВИЭ, главным образом отражаются в сетевых издержках, т. е. в расходах на строительство и эксплуатацию более масштабной и сложной системы передачи и распределения. Тем не менее, ПВИЭ оказывают воздействие и на структуру генерирующих мощностей, которое должно быть определено и включено в издержки на резервирование.

позволяет обнаружение большей части характерных явлений, связанных с интеграцией возобновляемых ресурсов, и проведение систематического сравнения разных сценариев.

Количественная оценка указанных эффектов была проведена в работе Нагла и др. (*Nagl et al., 2013*). В данном исследовании сравниваются оптимальная структура генерирующих мощностей и совокупные издержки на производство электроэнергии в системе, оптимизированной в рамках детерминистического или стохастического представления схемы генерации ВИЭ. Авторы приходят к выводу о том, что, по сравнению с детерминистическим анализом, при учёте стохастической доступности ВИЭ происходит увеличение совокупных издержек на производство электроэнергии и симметричное уменьшение ценности электроэнергии, вырабатываемой ВИЭ. Увеличение совокупных издержек на производство электроэнергии является практически линейным до момента достижения 70-процентного уровня внедрения возобновляемых источников энергии, после чего оно становится более значительным².

2 Увеличение издержек на 1,6 евро/МВт·ч (т. е. примерно на 2,2 % совокупных издержек на производство электроэнергии) наблюдается при 50-процентном уровне внедрения ВИЭ. При уровне внедрения ВИЭ, равном 80 %, расчётная разница в издержках составляет 3,6 евро/МВт·ч или 4 % совокупных издержек на производство электроэнергии и составляет 14,2 евро/МВт·ч, т. е. 12,3 % совокупных издержек на производство электроэнергии при достижении 95-процентного уровня генерации ВИЭ.

Приложение 3.А3. Последовательный обзор сценариев

В данном приложении представлено более подробное описание каждого из восьми моделируемых сценариев, а также обобщены наиболее важные отдельные результаты. В табл. 12 и 13 представлены подробные данные об установленной мощности и производстве электроэнергии для каждого из восьми рассматриваемых сценариев.

Таблица 12. Установленная мощность в восьми сценариях (ГВт)

		Базовый сценарий	10 % ПВИЭ	30 % ПВИЭ	50 % ПВИЭ	75 % ПВИЭ	Низко-затратные ПВИЭ	Без меж-системных связей	Без меж-системных связей, без гидро-ресурсов
Главный регион	ТООЦ	2,0	5,1	17,0	24,4	33,8	15,5	20,6	23,3
	ТКЦ	23,0	23,0	22,7	23,8	24,8	17,7	26,5	30,8
	Атомные электростанции	48,7	39,7	26,6	16,4	0,0	39,2	19,4	24,3
	Наземные ветряные электростанции	0,0	15,3	46,0	78,5	143,3	22,7	78,5	78,5
	Солнечные электростанции	0,0	10,2	30,6	52,3	95,5	15,6	52,3	52,3
	Русловые гидроэлектростанции	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
	Гидроэлектростанции с водохранилищем	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	0,0
	Гидроаккумулирующие электростанции	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	0,0
	Хранилище аккумуляторных батарей	0,0	0,0	0,0	0,0	3,3	0,0	0,0	1,4
	Итого	98,2	117,8	167,3	219,9	325,2	135,2	222,0	220,6
Регион 2	ТООЦ	11,4	12,2	13,0	17,3	24,2	16,5	15,8	19,3
	ТКЦ	8,3	13,3	13,5	15,5	18,7	18,2	18,3	23,3
	Атомные электростанции	51,7	41,9	31,5	19,7	0,0	14,6	18,1	22,2
	Наземные ветряные электростанции	0,0	15,3	46,0	78,5	143,3	81,4	78,5	78,5
	Солнечные электростанции	0,0	10,2	30,6	52,3	95,5	50,9	52,3	52,3
	Русловые гидроэлектростанции	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
	Гидроэлектростанции с водохранилищем	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	0,0
	Гидроаккумулирующие электростанции	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	0,0
	Хранилище аккумуляторных батарей	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	1,5
	Итого	94,2	115,9	157,5	206,2	304,9	204,5	206,0	204,6

Таблица 13. Производство электроэнергии в восьми сценариях (ТВт·ч)

		Базовый сценарий	10 % ПВИЭ	30 % ПВИЭ	50 % ПВИЭ	75 % ПВИЭ	Низко-затратные ПВИЭ	Без меж-системных связей	Без меж-системных связей, без гидро-ресурсов
Главный регион	ГТОЦ	0,6	0,5	2,3	3,9	6,4	4,1	4,5	5,7
	ГТКЦ	80,3	76,3	73,5	71,0	66,8	70,7	70,0	67,6
	Атомные электростанции	425,6	347,4	230,3	133,3	0,0	340,2	149,0	177,7
	Наземные ветряные электростанции	0,0	40,3	120,6	197,0	287,8	59,5	187,3	174,0
	Солнечные электростанции	0,0	13,4	40,3	68,8	123,3	20,6	68,6	68,1
	Русловые гидроэлектростанции	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8
	Гидроэлектростанции с водохранилищем	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	0,0
	Гидроаккумулирующие электростанции	8,2	5,8	6,1	8,3	10,2	5,5	9,5	0,0
	Гидроаккумулирующие электростанции — зарядка	-10,1	-7,2	-7,6	-10,2	-12,6	-6,8	-11,8	0,0
	Хранилище аккумуляторных батарей	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,0	0,0	1,1
	Хранилище аккумуляторных батарей — зарядка	0,0	0,0	0,0	0,0	-2,3	0,0	0,0	-1,2
	Управление спросом	0,2	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Межсистемные связи	-27,5	0,5	11,5	5,2	-4,6	-16,6	-	-
	Итого	536,9	536,9	536,9	536,9	536,9	536,9	536,9	536,9
Регион 2	ГТОЦ	1,3	2,4	3,4	4,3	6,3	1,8	2,6	5,0
	ГТКЦ	22,7	73,3	71,7	70,3	67,0	74,1	72,9	68,6
	Атомные электростанции	444,5	365,9	270,2	158,3	0,0	122,9	148,3	167,8
	Наземные ветряные электростанции	0,0	40,3	120,8	199,1	293,8	212,5	202,9	194,1
	Солнечные электростанции	0,0	13,4	40,3	68,8	124,4	66,8	68,8	68,8
	Русловые гидроэлектростанции	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6
	Гидроэлектростанции с водохранилищем	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	-
	Гидроаккумулирующие электростанции	15,8	10,8	10,4	13,0	15,7	10,5	13,3	-
	Гидроаккумулирующие электростанции — зарядка	-19,5	-13,3	-12,9	-16,1	-19,4	-13,0	-16,4	-
	Хранилище аккумуляторных батарей	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	1,3
	Хранилище аккумуляторных батарей — зарядка	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	0,0	0,0	-1,4
	Управление спросом	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Межсистемные связи	27,5	-0,5	-11,5	-5,2	4,6	16,6	-	-
	Итого	536,9	536,9	536,9	536,9	536,9	536,9	536,9	536,9

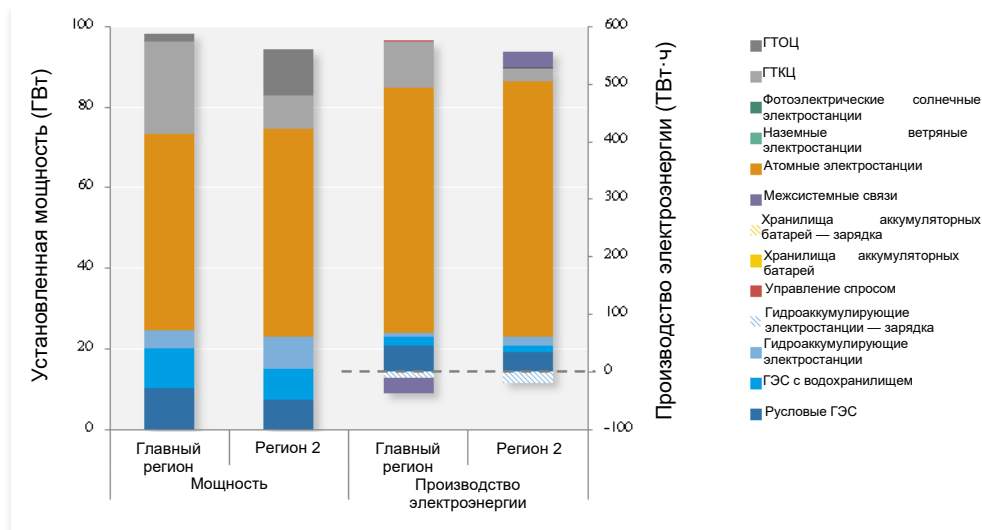
Сценарий I: минимизация затрат (базовый сценарий)

В сценарии «минимизации затрат» только уже имеющиеся гидроэнергетические ресурсы определяются в системе извне: 24,5 ГВт производится гидроэлектростанциями в главном регионе (10 ГВт — русловыми ГЭС, 10 ГВт — ГЭС с водохранилищем и 4,5 ГВт — гидроаккумулирующими электростанциями), в то время как примерно 23 ГВт доступны в регионе 2, располагающем большей долей управляемых гидроэлектростанций. Как и во всех основных сценариях, два региона объединены посредством межсистемных связей пропускной способностью 7,2 ГВт, что соответствует 12 % среднего спроса в каждом из регионов. Остальные элементы структуры генерирующих мощностей в обоих регионах определяются внутрисистемно с целью удовлетворения спроса на электроэнергию и соблюдения ограничений на выбросы углекислого газа при минимальных затратах, без какого-либо заданного уровня или ограничения использования какой-либо специфической технологии. В силу своей структуры данный сценарий предусматривает самую низкую стоимость производства электроэнергии, и, таким образом, является эталоном, с которым сравниваются все остальные сценарии. Уровень выбросов углекислого газа, составляющий 50 г/кВт, достигается с помощью установления единой для

двух регионов цены на выбросы углекислого газа. Значение 35 долларов США за тонну, вычисленное итеративно, является достаточным для достижения требуемого предельного уровня выбросов углекислого газа в главном регионе. Однако, принятие такого предположения ведёт к более низкому в некоторой степени уровню выбросов углекислого газа в регионе 2^{1,2}. С политической точки зрения данный выбор отражает установление одной и той же цены на выбросы углекислого газа в двух моделируемых регионах, сопровождающееся перераспределением полной суммы соответствующих доходов между потребителями электроэнергии.

Принимая во внимание предположения в отношении издержек, используемые в рамках настоящего исследования, оптимальной структурой генерирующих мощностей является сочетание атомных блоков, гидроэлектростанций и газовых электростанций (ГТОЦ и ГТКЦ) без развёртывания ПВИЭ и без угольных электростанций. Строгое ограничение на выбросы углекислого газа, применяемое в рамках данного исследования, подразумевает, что угольные электростанции не используются ни в одном из анализируемых сценариев. Совокупная мощность генерирующих предприятий в главном регионе немного ниже 100 ГВт, а в регионе 2 составляет примерно 94 ГВт. В главном регионе примерно 49 ГВт производится атомными электростанциями, а 25 ГВт — газовыми электростанциями, в основном ГТКЦ. В отношении выработки электроэнергии атомные электростанции обеспечивают 75 % объёма, производимого в главном регионе, гидроэлектростанции — около 11 %. Вместе обе технологии полностью обеспечивают низкоуглеродную генерацию в главном регионе. Остальной объём электроэнергии вырабатывается комбинацией ГТОЦ и ГТКЦ. В течение года посредством межсистемных связей между двумя регионами происходит обмен электроэнергией в объёме 38 ТВт·ч, главным образом подаваемой из главного региона в регион 2. Отличия в ценах на электроэнергию между регионами наблюдаются только в течение 730 часов в год, отражая тот факт, что пропускная способность межсистемных связей достигает предела в 8 % моделируемого времени. Структура генерирующих мощностей, распределение выработки и обмен электроэнергией между двумя регионами в данном сценарии представлены на рис. 51.

Рисунок 51. Базовый сценарий: структура установленной мощности и доли производства электроэнергии



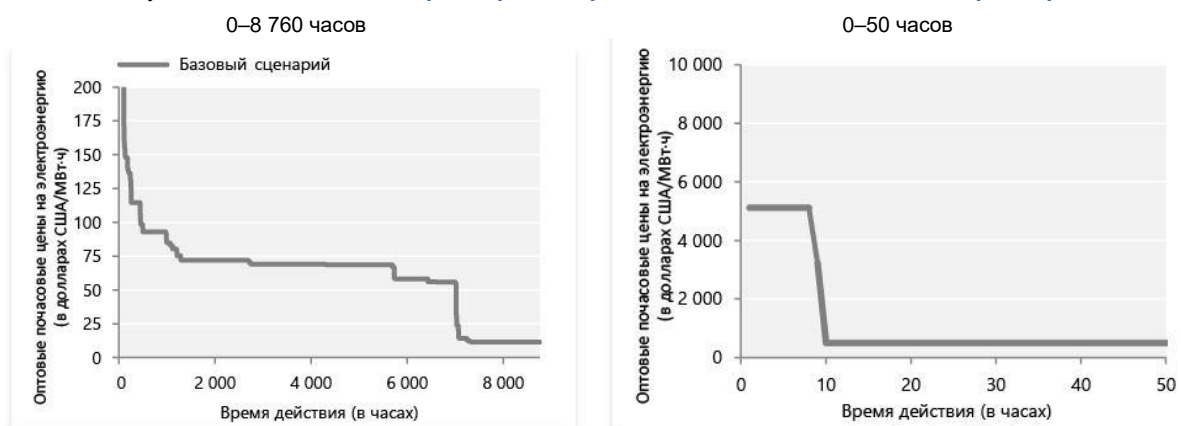
1. Уровень выбросов углекислого газа в определённой системе зависит не только от установленной цены на выбросы углекислого газа и экономических показателей доступных технологий генерации, но и от формы кривой нагрузки и наличия межсистемных связей. Для достижения одинакового уровня выбросов в обоих регионах требуется установление разных цен на выбросы углекислого газа в каждом регионе.
2. Большая часть сравнений разных сценариев, выполняемых в рамках настоящего исследования, ограничивается главным регионом; в целях улучшения сопоставимости результатов необходимо было, таким образом, учитывать одинаковый уровень выбросов углекислого газа в данном регионе во всех анализируемых сценариях.

Поскольку использование ядерной энергии обеспечивает большую долю генерации, атомные энергоблоки должны эксплуатироваться с определённым уровнем манёвренности, особенно в летний сезон, когда спрос на электроэнергию является самым низким. Однако даже в этих условиях потери объёма выработки электроэнергии атомными энергоблоками не превышают 0,2 % максимально возможного объёма производства. Газовые турбины комбинированного цикла (ГТКЦ) эксплуатируются при среднем коэффициенте нагрузки около 40 %, в то время как ГТОЦ используются только для покрытия пикового спроса и для обеспечения манёвренности системы, соответствующий средний коэффициент нагрузки составляет примерно 4 %.

Как указывалось ранее, данный сценарий характеризуется самым низким уровнем издержек на выработку электроэнергии среди семи сценариев, в рамках которых приняты идентичные предположения, касающиеся затрат всех доступных технологий. Совокупные издержки на производство электроэнергии, потребляемой в главном регионе, составляют 36,1 млрд долларов США в год³; эти затраты включают в себя все переменные и постоянные издержки на ЭИТО, издержки на топливо, а также годовую долю инвестиционных издержек, вычисляемую с учётом фактической ставки дисконтирования, равной 7%. Ниже будет указано, что во всех сценариях совокупные издержки на производство электроэнергии в регионе 2 имеют несколько более низкий уровень по сравнению с соответствующим показателем главного региона. Причины такой ситуации отражаются в более плоской кривой спроса на электроэнергию и в большей доле управляемых гидроэнергетических ресурсов в этом регионе.

В данном сценарии не существует ситуаций, при которых спрос на электроэнергию не удовлетворяется (нет эпизодов недоотпуска электроэнергии), но в некоторых случаях система не способна обеспечить требования, предъявляемые к предельному резерву мощности, что указывает на то, что система может оказаться не в состоянии справиться с непредвиденными обстоятельствами. Плановое сокращение спроса посредством механизмов регулирования спроса применяется примерно в течение 100 часов в год. В течение этих периодов снабжение электроэнергией некоторых избранных и согласных потребителей может быть приостановлено. Средневзвешенная по количеству оптовой рыночной цене на электроэнергию составляет примерно 80 долларов США/МВт·ч.; кривая продолжительности цен на электроэнергию, касающаяся данного сценария, представлена на рис. 52.

Рисунок 52. **Базовый сценарий: кривая продолжительности цен на электроэнергию**



Примечание. На данном рисунке представлена кривая продолжительности цен на электроэнергию, где почасовые цены на электроэнергию упорядочены от самой высокой (слева) до самой низкой (справа). График справа отображает первые 50 часов, в течение которых цены на электроэнергию являются самыми высокими. Аналогичные рисунки представлены для остальных семи сценариев, на которых сопоставляется кривая продолжительности цен каждого сценария с кривой базового сценария.

Сценарий II: 10 % ветровой и фотоэлектрической солнечной энергии (10 % ПВИЭ)

В сценарии с 10 % ПВИЭ развёртывание сочетаемых мощностей фотоэлектрических солнечных и наземных ветряных электростанций определяется извне в каждом регионе на таком уровне, при котором чистый объём электроэнергии, вырабатываемый ПВИЭ, покрывает 10 % спроса на электроэнергию. Фотоэлектрические солнечные электростанции обеспечивают генерацию четверти объёма электроэнергии, вырабатываемой переменчивыми возобновляемыми источниками энергии, а наземные ветряные электростанции — оставшихся 75 %. Для каждого региона также определяется извне объём уже имеющихся в системе гидроэнергетических

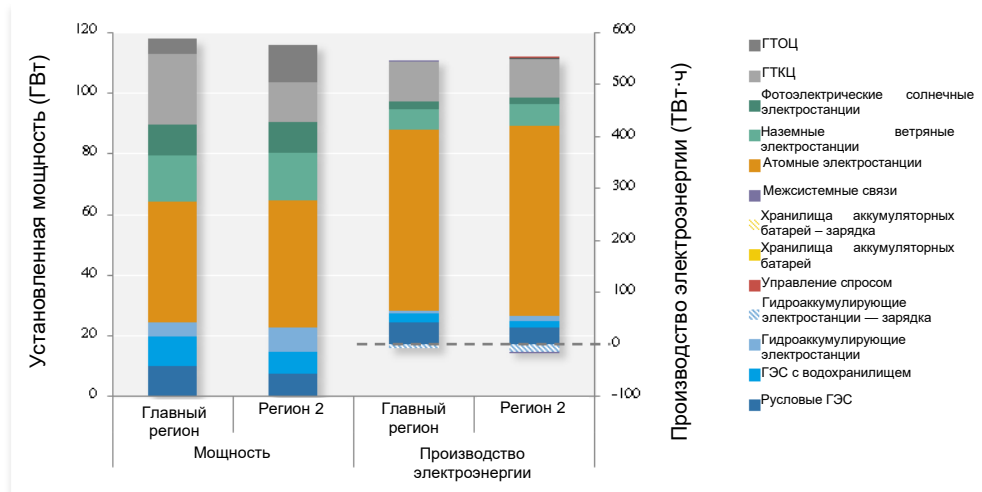
3. Необходимо отметить, что в рамках данного сценария, как и в других случаях, при оценке затрат не учитывается доля уже имеющихся в системе гидроэнергетических ресурсов (а также объём электроэнергии, вырабатываемой данными ресурсами).

мощностей, идентичный базовому сценарию: 24,5 ГВт в главном регионе и около 22 ГВт в регионе 2. Остальные элементы структуры генерирующих мощностей определяются внутрисистемно с целью удовлетворения спроса на электроэнергию в каждом регионе при минимальных затратах, без каких-либо ограничений использования той или иной специфической технологии. В отличие от базового сценария, предусматривающего введение в обоих регионах адекватного налога на выбросы углекислого газа, в данном сценарии заданный уровень выбросов углекислого газа, составляющий 50 г/кВт·ч, достигается ограничением выбросов углекислого газа в обоих моделируемых регионах⁴.

Структура генерирующих мощностей представляет собой сочетание атомных электростанций, гидроэлектростанций, электростанций, использующих ПВИЭ, и газовых электростанций (ГТОЦ и ГТКЦ). Совокупная мощность генерирующих предприятий незначительно увеличивается по сравнению с базовым сценарием до 118 ГВт в главном регионе и до чуть меньшего значения, равного 116 ГВт, в регионе 2. В каждом регионе десять гигаватт электроэнергии вырабатываются фотоэлектрическими солнечными электростанциями и 15 ГВт — наземными ветряными электростанциями для обеспечения заданного уровня внедрения ПВИЭ, равного 10 %. В главном регионе примерно 40 ГВт электроэнергии производится атомными электростанциями и 28 ГВт — газовыми. В отношении выработки электроэнергии атомные электростанции обеспечивают 65 % совокупного объема электроэнергии, производимой в главном регионе, в то время как посредством использования возобновляемых ресурсов, т. е. гидроэнергетических ресурсов и ПВИЭ, вырабатывается 21 % электроэнергии. Остальной объем электроэнергии производится газовыми электростанциями. Объем обмена электроэнергией между двумя регионами составляет примерно 30 ТВт·ч; физический обмен сбалансирован между двумя регионами без значительных различий в физических импортных/экспортных потоках. В течение 731 часа в обоих регионах наблюдаются одинаковые оптовые цены на электроэнергию, отражая тот факт, что пропускная способность межсистемных связей достигает предела только в 8 % времени; данный результат близок к соответствующему показателю базового сценария. Таким образом, интеграция 10-процентной доли ПВИЭ не представляет особых проблем для системы, и имеющийся уровень межсистемных связей является достаточным. Структура генерирующих мощностей, распределение производства электроэнергии в рамках данного сценария и импорт/экспорт электроэнергии между двумя регионами представлены на рис. 53.

В данном сценарии от атомных электростанций требуется минимальный уровень маневренности, и атомные энергоблоки работают с максимально возможной выходной мощностью практически в течение целого года. Средний коэффициент нагрузки газовых турбин комбинированного цикла достигает 38 %, что ниже уровня, наблюдаемого в базовом сценарии, а ГТОЦ эксплуатируются с очень большой степенью маневренности и соответствующий коэффициент нагрузки составляет чуть более 1 %. Поскольку доля фотоэлектрических солнечных и наземных ветряных электростанций в объеме производства электроэнергии мала, нет необходимости в ограничении генерации этих источников.

Рисунок 53. Сценарий 10% ПВИЭ: структура установленной мощности и доли производства электроэнергии

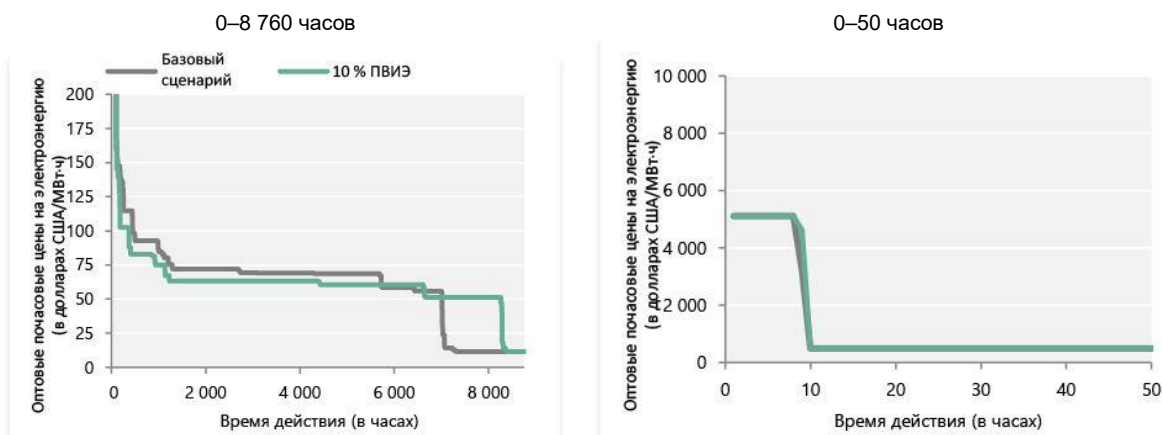


- Ограничение выбросов углекислого газа до определённого уровня, одинакового во всех сценариях, рассматриваемых ниже, эквивалентно установлению цен на выбросы в каждом из двух регионов, при условии перераспределения между потребителями электроэнергии доходов, связанных с выбросами углекислого газа. С политической точки зрения такой выбор отображает внедрение системы торговли квотами на выбросы, предусматривающей ограничение выбросов углекислого газа до желаемого уровня.

Совокупные издержки на производство электроэнергии в объеме, достаточном для удовлетворения спроса в главном регионе, достигают 37,8 млрд долларов США в год, что соответствует средней стоимости выработки электроэнергии, равной 79 долларам США/МВт·ч. По сравнению с базовым сценарием, стоимость производства электроэнергии увеличивается примерно на 5 %, т. е. на 1,7 млрд долларов США в год. Большая часть этих издержек объясняется более высокой стоимостью генерации ПВИЭ по сравнению с соответствующим показателем других низкоуглеродных технологий, предусматривающих возможность диспетчерского управления, а издержки на резервирование играют меньшую роль. Усредненные издержки на резервирование при 10-процентном уровне внедрения ПВИЭ составляют около 2 долларов США на МВт·ч чистого объема электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ.

В отношении рынков электроэнергии внедрение 10-процентной доли ПВИЭ в структуру генерирующих мощностей оказывает минимальное воздействие на электроэнергетическую систему. Так же, как и в базовом сценарии, нет случаев неудовлетворения спроса на электроэнергию, и система не способна обеспечить требования, предъявляемые к предельному резерву мощности, в течение 8 часов в год. Плановое ограничение спроса происходит в течение менее 90 часов в год, что чуть меньше, чем в эталонной системе. Цены на электроэнергию ниже, чем в базовом сценарии, на протяжении большей части кривой и повышаются только в правой части кривой. Указанные тенденции отображены на рис. 54, где кривая продолжительности цен на электроэнергию данного сценария (обозначенная зеленым цветом) сравнивается с кривой базового сценария (обозначенной серым цветом). Взвешенные по количеству цены на электроэнергию составляют примерно 77 долларов США/МВт·ч, что ниже соответствующего показателя базового сценария. В заключение, интересно рассмотреть доходы технологий, использующих ПВИЭ, на данном уровне внедрения. Средние рыночные доходы от производства электроэнергии в случае наземных ветряных электростанций оцениваются в 65 долларов США/МВт·ч в главном регионе, а доходы солнечных электростанций — в 63 доллара США/МВт·ч; ценность ПВИЭ для системы примерно на 10 % ниже соответствующего показателя технологий, предусматривающих возможность полного диспетчерского управления.

Рисунок 54. Сценарий 10 % ПВИЭ: кривая продолжительности цен на электроэнергию

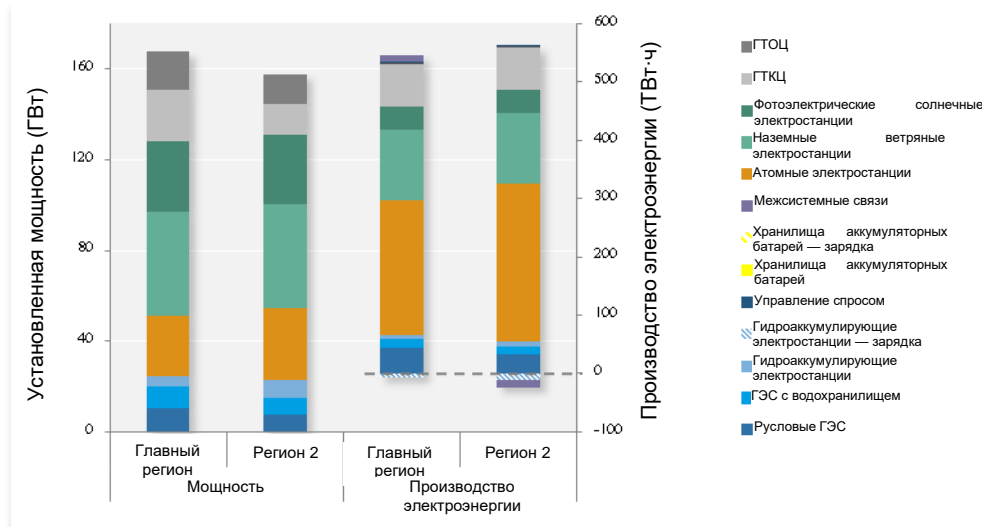


Сценарий III: 30 % ветровой и фотоэлектрической солнечной энергии (30 % ПВИЭ)

В сценарии с 30 % ПВИЭ развёртывание сочетаемых мощностей фотоэлектрических солнечных и наземных ветряных электростанций определяется извне в каждом регионе на таком уровне, при котором чистый объем электроэнергии, вырабатываемый ПВИЭ, покрывает 30 % спроса на электроэнергию. Поскольку часть объема электроэнергии, вырабатываемой ветряными и фотоэлектрическими солнечными электростанциями, сокращается, установленная мощность указанных электростанций определяется в каждом регионе итеративно таким образом, чтобы обеспечить фактическое удовлетворение 30 % совокупного спроса путем использования данных ресурсов. Как и в предыдущем сценарии, фотоэлектрические солнечные электростанции обеспечивают генерацию четверти объема электроэнергии, вырабатываемой переменчивыми возобновляемыми источниками энергии, а наземные ветряные электростанции — оставшихся 75 %. Также для каждого региона объем уже имеющихся в системе гидроэнергетических мощностей, идентичный базовому сценарию, определяется извне: 24,5 ГВт — в главном регионе и около 22 ГВт — в регионе 2. Остальные элементы структуры генерирующих мощностей определяются внутрисистемно с целью удовлетворения спроса на электроэнергию в каждом регионе при минимальных затратах, без каких-либо ограничений использования той или иной специфической технологии. Как и в предыдущем сценарии, заданный уровень выбросов углекислого газа, составляющий 50 г/кВт·ч, достигается ограничением выбросов углекислого газа в обоих моделируемых регионах.

Структура генерирующих мощностей представляет собой сочетание атомных электростанций, гидроэлектростанций, электростанций, использующих ПВИЭ, и газовых электростанций (ГТОЦ и ГТКЦ). В главном регионе около 30 ГВт электроэнергии вырабатывается фотоэлектрическими солнечными электростанциями и 46 ГВт — наземными ветряными. Совокупная установленная мощность атомных электростанций в главном регионе составляет 26 ГВт, а в регионе 2 соответствующий показатель имеет несколько более высокое значение. По сравнению с двумя предыдущими сценариями, заметно возрастает совокупная мощность газовых электростанций — примерно до 40 ГВт; эта тенденция главным образом связана с увеличением мощности ГТОЦ, обеспечивающих пиковую нагрузку, с 2–5 ГВт в предыдущих сценариях до 17 ГВт, в то время как совокупная мощность ГТКЦ остаётся практически постоянной и держится на уровне 23 ГВт. Как следствие, совокупная установленная мощность электростанций в главном регионе достигает 167 ГВт, что примерно на 70 % выше уровня базового сценария. В отношении выработки электроэнергии атомные электростанции обеспечивают 43 % объёма электроэнергии, производимой в главном регионе, электростанции, использующие ПВИЭ — 30 %, гидроэлектростанции — 11 %, а оставшийся объём генерируется газовыми электростанциями. Физический обмен электроэнергией между двумя регионами достигает 37 ТВт·ч в год, при этом главный регион импортирует около 24 ТВт·ч электроэнергии и экспортирует примерно 13 ТВт·ч. По сравнению с предыдущими сценариями, количество часов, в течение которых пропускная способность межсистемных связей достигает предела, увеличивается примерно до 1 900 часов, что соответствует более 20 % времени. Структура генерирующих мощностей и распределение выработки электроэнергии в рамках данного сценария, а также обмен электроэнергией между двумя регионами представлены на рис. 55.

Рисунок 55. Сценарий 30 % ПВИЭ: структура установленной мощности и доли производства электроэнергии

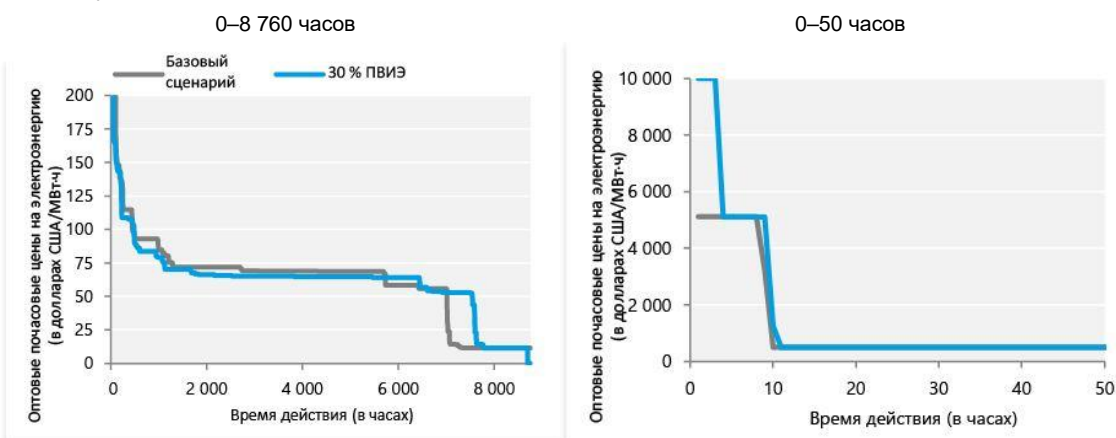


При достижении 30-процентного уровня внедрения ПВИЭ наблюдается больший уровень изменчивости остаточного спроса и воздействие на эксплуатацию тепловых электростанций становится более заметным, чем в предыдущих сценариях. Эксплуатация энергоблоков атомных электростанций производится с большей степенью манёвренности, с учащением циклов и с более резкими изменениями мощности; как следствие, выработка электроэнергии атомными энергоблоками на 1 % ниже максимально возможного уровня выходной мощности. Газовые электростанции также испытывают подобное влияние: средний коэффициент нагрузки ГТКЦ примерно на 8 % ниже, чем в базовом сценарии (37 %), а соответствующий показатель ГТОЦ составляет 1,5 %. В течение нескольких часов в году электроэнергия, вырабатываемая ПВИЭ, не может использоваться системой в полной мере, и объём электроэнергии, вырабатываемый ветряными и солнечными электростанциями, должен быть сокращён. Тем не менее, сокращённый объём составляет лишь 0,1 % совокупного объёма электроэнергии, производимой ПВИЭ.

Совокупные издержки на производство электроэнергии в главном регионе превышают 42 млрд долларов США в год или составляют около 89 долларов США за МВт·ч, тогда как цены падают. Стоимость производства электроэнергии увеличивается на 18 % по сравнению с базовым сценарием, предусматривающим оптимальный уровень издержек, что приводит к дополнительным затратам в размере более 6 млрд долларов США в год. Примерно три четверти увеличения затрат на производство электроэнергии можно отнести к различным категориям издержек на уровне электростанции предприятий, использующих ПВИЭ, и атомных электростанций. Тем не менее, при 30-процентном уровне внедрения ПВИЭ, уровень издержек на резервирование становится значительным и превышает 1,5 млрд долларов США в год. Усреднённые издержки на резервирование, касающиеся ПВИЭ, оцениваются примерно в 10 долларов США за МВт·ч электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ.

В данном сценарии объёма вырабатываемой электроэнергии недостаточно для удовлетворения спроса в течение трёх часов в год, что приводит к вынужденным перебоям в энергоснабжении некоторых потребителей («веерное отключение» или «принудительный сброс нагрузки») или, в некоторых неблагоприятных случаях, к полному аварийному отключению. Система также не способна обеспечить требования, предъявляемые к предельному резерву мощности, в течение 6 часов в год. Плановый сброс нагрузки происходит в течение примерно 40 часов в год, что значительно меньше, чем в сценариях с более низким уровнем внедрения ПВИЭ. Это означает, что кривая остаточной нагрузки становится более крутой в те часы, когда остаточный спрос наиболее высок (левая сторона кривой продолжительности нагрузки). В течение большей части времени цены на электроэнергию ниже, чем в базовом сценарии, также наблюдается появление нулевых цен, но только в течение 60 часов в год (см. рис. 56). Увеличение доли ПВИЭ в структуре генерирующих мощностей незначительно снижает взвешенные по количеству цены на электроэнергию до 76,8 доллара США за МВт·ч. Наконец, с увеличением доли ПВИЭ в структуре генерирующих мощностей происходит дальнейшее снижение рыночной стоимости электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ: средние рыночные доходы от выработки электроэнергии наземными ветряными электростанциями оцениваются в 57 долларов США за МВт·ч в главном регионе, а в случае фотоэлектрических солнечных электростанций — в 53 доллара США за МВт·ч. Таким образом, ценность генерации переменных возобновляемых источников энергии примерно на 20–25 % ниже, чем соответствующий показатель технологий базовой нагрузки, предусматривающих возможность полного диспетчерского управления.

Рисунок 56. Сценарий 30 % ПВИЭ: кривая продолжительности цен на электроэнергию



Сценарий IV: 50 % ветровой и фотоэлектрической солнечной энергии (50 % ПВИЭ)

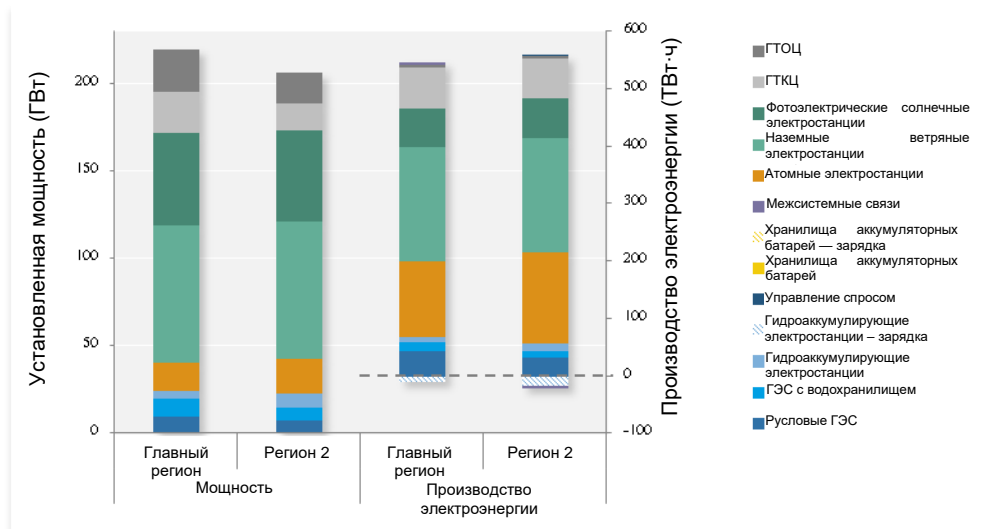
Развёртывание сочетаемых мощностей фотоэлектрических солнечных и наземных ветряных электростанций определяется извне в каждом регионе на таком уровне, при котором чистый объём электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ (т. е. без учёта сокращённого объёма электроэнергии), удовлетворяет 50 % спроса на электроэнергию. Как и ранее, фотоэлектрические солнечные электростанции обеспечивают 25 % всего объёма электроэнергии, вырабатываемой переменными возобновляемыми источниками энергии, а наземные ветряные электростанции — оставшиеся 75 %. Для каждого региона также определяется извне объём уже имеющихся в системе гидроэнергетических мощностей, идентичный базовому сценарию: 24,5 ГВт — в главном регионе и около 22 ГВт — в регионе 2. Остальные элементы структуры генерирующих мощностей определяются внутрисистемно с целью удовлетворения спроса на электроэнергию в каждом регионе при минимальных затратах. Как и в предыдущих сценариях, заданный уровень выбросов углекислого газа, составляющий 50 г/кВт·ч, достигается ограничением выбросов углекислого газа в обоих моделируемых регионах.

В главном регионе, как и в регионе 2, развёртывается более 50 ГВт мощностей фотоэлектрических солнечных электростанций и 78 ГВт мощностей наземных ветряных электростанций. Ввиду повышенной доли генерации низкоуглеродных ПВИЭ, мощность атомных электростанций, внедрённая в главном регионе, уменьшается до 16 ГВт. Совокупная установленная мощность газовых электростанций значительно увеличивается по сравнению с предыдущими сценариями и достигает 47 ГВт. Как отмечалось в предыдущих сценариях, данная тенденция главным образом обусловлена растущим внедрением более манёвренных, менее капиталоемких пиковых электростанций, соответствующих критериям эксплуатации при более низких коэффициентах нагрузки. Совокупная мощность ГТОЦ достигает 24 ГВт в главном регионе, что незначительно превышает мощность более экономично расходующих топливо ГТКЦ. Высокий уровень зависимости от электростанций, использующих ПВИЭ, эксплуатирующихся при более низком коэффициенте нагрузки по сравнению с электростанциями, предусматривающими возможность диспетчерского управления, и повышенные требования, предъявляемые к пиковым электростанциям (что, в свою очередь, связано с меньшим уровнем фактической мощности ПВИЭ), приводят к резкому увеличению совокупной мощности

в обоих регионах. Совокупная установленная мощность в главном регионе достигает 220 ГВт, что более чем в два раза превышает уровень, требующийся в базовом сценарии. Выработка электроэнергии обеспечивается главным образом ПВИЭ, которые генерируют 50 % электроэнергии в обоих регионах, в то время как остальная часть низкоуглеродного производства электроэнергии обеспечивается атомными электростанциями и гидроэлектростанциями с долями, равными 25 и 11 % соответственно. Газовые электростанции вырабатывают оставшиеся 14 % общего объёма производимой электроэнергии. Интересно отметить, что доля генерации газовых электростанций уменьшается по сравнению с предыдущими сценариями, так как наблюдается переход от более эффективных ГТКЦ к ГТОЦ, которые выделяют больше углекислого газа на единицу вырабатываемой электроэнергии. В рамках данного сценария физический обмен электроэнергией между двумя регионами превышает 45 ТВт·ч в течение всего года; главный регион импортирует около 25 ТВт·ч электроэнергии из соседнего региона, а экспортирует около 20 ТВт·ч. В связи с растущей долей генерации ПВИЭ в двух регионах, пропускная способность межсистемных связей достигает предела более часто, в течение примерно 3 400 часов в год, т. е. в течение около 40 % времени. Структура генерирующих мощностей, распределение выработки электроэнергии, а также обмен электроэнергией между двумя регионами в рамках данного сценария представлены на рис. 57.

При достижении 50-процентного уровня внедрения ПВИЭ воздействие на характер генерации и эксплуатационные показатели тепловых электростанций становится значительным. Эксплуатация энергоблоков АЭС должна производиться с очень высоким уровнем манёвренности в течение всего года с частыми и резкими изменениями мощности; в целом, коэффициент нагрузки атомных энергоблоков снижается на 7 %. ГТКЦ также работают при значительно более низком по сравнению с предыдущими сценариями коэффициенте нагрузки (34 %); что соответствует 20-процентному сокращению по сравнению с базовым сценарием. Энергоблоки тепловых электростанций также подвержены более частым и резким изменениям мощности. Кроме того, всё больше увеличивается количество периодов, в течение которых электроэнергия, вырабатываемая ПВИЭ, не может эффективно использоваться в системе: сокращается 3,4 % среднего объёма энергии, производимой ветряными и фотоэлектрическими солнечными электростанциями. Коэффициент сокращения объёма выработки последнего внедрённого в систему энергоблока превышает 10 %.

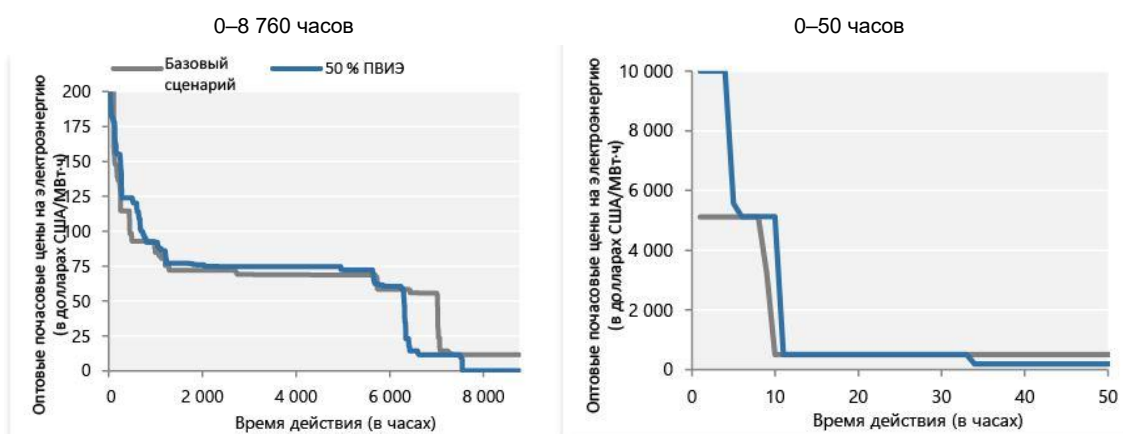
Рисунок 57. Сценарий 50 % ПВИЭ: структура установленной мощности и доли производства электроэнергии



Достижение 50-процентной доли генерации ПВИЭ влечёт за собой значительные дополнительные издержки на выработку электроэнергии по сравнению с базовым сценарием, оптимальным с точки зрения затрат. Совокупные издержки на производство электроэнергии достигают 48 млрд долларов США в год, т. е. составляют более 100 долларов США за МВт·ч в главном регионе. По сравнению с базовым сценарием, затраты на производство электроэнергии возрастают более чем на 33 %. Для среднemasштабной страны, моделируемой в рамках настоящего исследования, такое увеличение соответствует дополнительным расходам, превышающим 12 млрд долларов США в год. В то время как различия в издержках на уровне электростанции, касающиеся предприятий, использующих ПВИЭ, и атомных электростанций всё ещё являются основным фактором, вызывающими такой рост издержек, уровень издержек на резервирование становится всё более и более значительным. Они оцениваются примерно в 4,3 млрд долларов США, что соответствует примерно 16 долларам США за МВт·ч электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ.

Генерирующая система в течение 4 часов в год не способна полностью удовлетворять спрос на электроэнергию, что приводит к вынужденному отключению некоторых потребителей или даже к полному аварийному отключению. Система также не способна обеспечить требования, предъявляемые к предельному резерву мощности, в течение 6 часов в год. Плановое отключение потребителей сокращено до менее 30 часов в год; данное явление отражается на кривой продолжительности остаточной нагрузки, которая становится всё более и более крутой с увеличением уровня внедрения ПВИЭ. Наиболее примечательным явлением, наблюдаемым в данном сценарии, является резкое увеличение количества часов с нулевыми ценами на электроэнергию, общее количество которых в течение года превышает 1 200 часов, что составляет около 14 % времени. Данное явление уравнивается резким повышением цен на электроэнергию, которые превышают 100 долларов США/МВт·ч, по сравнению со сценариями с более низкой долей ПВИЭ, как показано на рис. 58. Несмотря на значительное увеличение совокупных издержек на выработку, взвешенная по количеству цена на электроэнергию продолжает снижаться до примерно 75 долларов США/МВт·ч. Это особенным образом касается ПВИЭ: средние рыночные доходы от выработки электроэнергии наземными ветряными электростанциями оцениваются в 47 долларов США/МВт·ч в главном регионе, что примерно на 40 % ниже, чем соответствующий показатель первой единицы мощности, внедрённой в систему. В случае фотоэлектрических солнечных электростанций падение рыночной стоимости электроэнергии является ещё более значительным: средние рыночные доходы составляют 41 доллар США/МВт·ч, что соответствует снижению практически на 50 % по сравнению с соответствующим показателем первого энергоблока, внедрённого в систему. При таком уровне внедрения рыночная стоимость электроэнергии, вырабатываемой наземными ветряными электростанциями, составляет всего лишь 70 % соответствующего показателя технологий базовой нагрузки, предусматривающих возможность полного диспетчерского управления, а в случае фотоэлектрических солнечных электростанций — только 60 %.

Рисунок 58. Сценарий 50 % ПВИЭ: кривая продолжительности цен на электроэнергию



Сценарий V: 75 % ветровой и фотоэлектрической солнечной энергии (75% ПВИЭ)

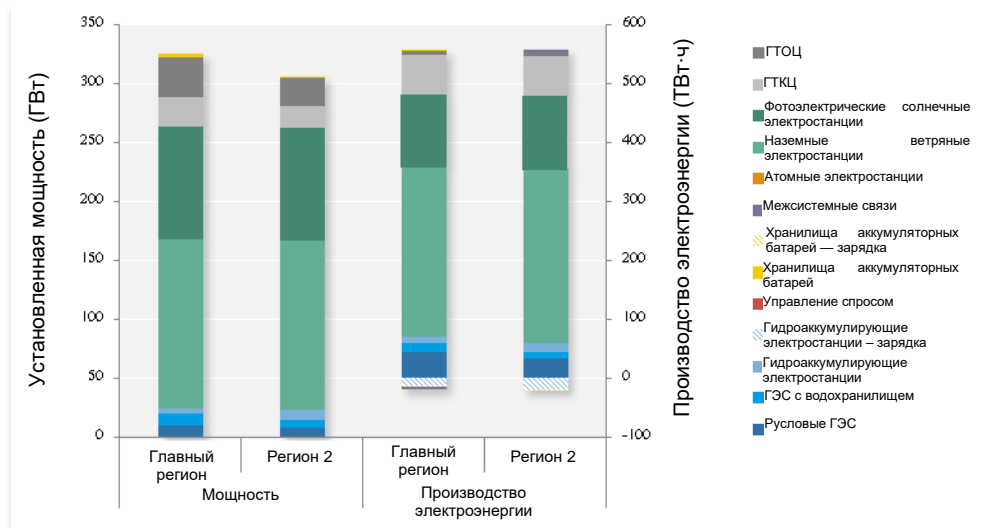
Развёртывание сочетаемых мощностей фотоэлектрических солнечных и наземных ветряных электростанций определяется извне в каждом регионе на таком уровне, при котором чистый объём электроэнергии, вырабатываемый ПВИЭ, удовлетворяет 75 % спроса на электроэнергию. Фотоэлектрические солнечные электростанции обеспечивают генерацию четверти объёма электроэнергии, вырабатываемой переменчивыми возобновляемыми источниками энергии, а наземные ветряные электростанции — оставшихся 75 %. Установленная мощность наземных ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций определяется в каждом регионе итеративно с целью учёта только того объёма электроэнергии, который действительно подаётся в сеть (чистая выработка). В обоих регионах используются одни и те же уже имеющиеся в системе гидроэнергетические ресурсы, как и в предыдущих сценариях, и аналогичный процесс оптимизации применяется для получения оптимальной структуры генерирующих мощностей в обоих регионах. Кроме того, как и в предыдущих сценариях, заданный уровень выбросов углекислого газа, составляющий 50 г/кВт·ч, достигается ограничением выбросов углекислого газа в обоих моделируемых регионах.

Совокупная мощность электростанций на основе ПВИЭ составляет 238 ГВт (точнее 95 ГВт мощности фотоэлектрических солнечных электростанций и 140 ГВт мощности наземных ветряных электростанций) в главном регионе для достижения доли генерации ПВИЭ, равной 75 %. Вместе с уже имеющимися в системе гидроэнергетическими ресурсами использование возобновляемых источников энергии обеспечивает достаточный уровень низкоуглеродной генерации, необходимый для достижения заданного уровня выбросов углекислого газа, и в системе не происходит развёртывание каких-либо атомных энергоблоков. Совокупная мощность газовых электростанций существенно возрастает по сравнению с предыдущим сценарием, почти

до 60 ГВт, что составляет около 60 % максимального спроса. Таким образом, в главном регионе развёртывается 34 ГВт мощностей ГТОЦ и 24 ГВт мощностей ГТКЦ. Тем не менее, газовые электростанции эксплуатируются при значительно более низком коэффициенте нагрузки, чем в предыдущих сценариях. Наконец, аккумуляторные батареи мощностью более 3,3 ГВт являются частью оптимальной структуры генерирующих мощностей, поскольку они помогают справиться с более переменной остаточной нагрузкой. Совокупная установленная мощность в таком более радикальном сценарии достигает 325 ГВт, т. е. более чем в три раза превышает мощность, требующуюся в базовом сценарии. Электроэнергия в основном генерируется ВИЭ, использование которых обеспечивает около 86 % общего объёма выработки. Генерация оставшегося объёма электроэнергии обеспечивается газовыми электростанциями. По сравнению с другими сценариями, совокупная доля электроэнергии, вырабатываемой газовыми электростанциями, продолжает снижаться в связи с переходом от более эффективных ГТКЦ к ГТОЦ. В целом объём генерации газовых электростанций на 6 % ниже, чем в сценариях с более низким уровнем внедрения ПВИЭ, т. е. в базовом сценарии и в сценарии с 10% ПВИЭ. При высоких уровнях внедрения ПВИЭ физический обмен электроэнергией достигает 52 ТВт·ч, что является самым высоким уровнем среди всех моделируемых сценариев. Каждый год главный регион импортирует около 28 ТВт·ч электроэнергии из соседних регионов, а экспортирует — около 24 ТВт·ч. В данном сценарии пропускная способность межсистемных связей достигает предела в течение более чем 5 500 часов, что составляет примерно две трети времени. Структура генерирующих мощностей, распределение выработки электроэнергии и обмена электроэнергией между двумя регионами в рамках данного сценария представлены на рис. 59.

При выработке 75 % совокупного объёма электроэнергии ПВИЭ радикальным образом возрастает изменчивость остаточного спроса, что оказывает серьёзное воздействие на режим эксплуатации тепловых электростанций. Газовые турбины с комбинированным циклом должны эксплуатироваться с чрезвычайной степенью манёвренности с очень частыми и резкими изменениями мощности; в часы наибольшего спроса более 75 % совокупных установленных мощностей должны набирать или снижать мощность в пределах всего лишь нескольких часов. В течение всего года средний коэффициент нагрузки энергоблоков с ГТКЦ достигает лишь 31 %, что является самым низким показателем в рамках настоящего исследования и на 25 % ниже соответствующего показателя в базовом сценарии. Значительная часть мощностей ГТОЦ эксплуатируется со средним коэффициентом загрузки, равным 2,2 %, но только в те периоды, когда цены достаточно высоки, чтобы продолжать их использование в системе. Кроме того, в данном сценарии необходимо сократить более 18 % объёма электроэнергии, вырабатываемой ветровыми и фотоэлектрическими солнечными электростанциями, ввиду невозможности её эффективного использования в системе. Что ещё более важно, необходимо сократить более одной трети электроэнергии, производимой последним внедрённым энергоблоком, использующим ПВИЭ.

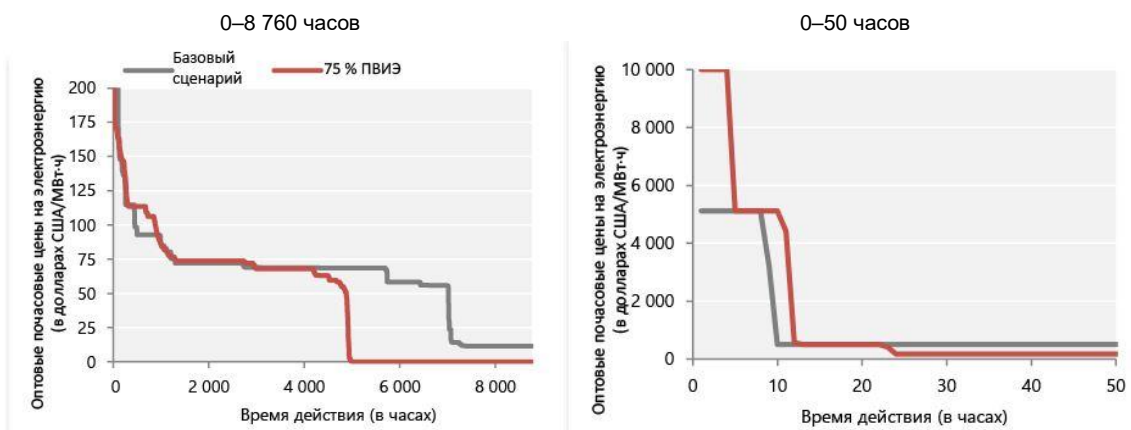
Рисунок 59. Сценарий 75 % ПВИЭ: структура установленной мощности и доли производства электроэнергии



Проблемы интеграции в систему такой большой доли ПВИЭ отражаются в очень высоком уровне затрат на производство электроэнергии в системе. Издержки на производство электроэнергии в главном регионе превышают 62 млрд долларов США, что составляет около 130 долларов США/МВт·ч. Данные издержки возрастают более чем на 70 % по сравнению с базовым сценарием, а дополнительные расходы превышают 26 млрд долларов США в год. Издержки на резервирование, которые оцениваются в более 140 млрд долларов США, являются основной причиной возникновения этих дополнительных затрат, обусловленных значительным объёмом сокращения генерации ПВИЭ. Издержки на резервирование при 75-процентном уровне внедрения ПВИЭ оцениваются приблизительно в 35 долларов США/МВт·ч генерации ПВИЭ.

Как и в предыдущем сценарии, при доле генерации ПВИЭ, равной 75 %, в течение 4 часов в год система оказывается не в состоянии удовлетворить спрос на электроэнергию, что приводит к веерному отключению нагрузки и потенциально к полному аварийному отключению системы; также требования, предъявляемые к резерву мощности, не обеспечиваются в течение 6 часов в год. Плановое отключение потребителей посредством мер управления спросом происходит в течение менее чем 20 часов в год. При таких высоких уровнях внедрения ПВИЭ структура цен на электроэнергию становится двухуровневой: в течение примерно 3 800 часов в год наблюдается нулевой уровень цен, а в течение примерно 900 часов в году рыночная цена на электроэнергию превышает 100 долларов США/МВт·ч. Кривая продолжительности цен на электроэнергию данного сценария представлена на рис. 60 вместе с кривой базового сценария. Взвешенная по количеству цена на электроэнергию составляет менее 60 долларов США/МВт·ч, что является самым низким уровнем, наблюдаемым во всех рассматриваемых сценариях. Среднегодовые доходы на оптовом рынке от выработки электроэнергии, получаемые наземными ветряными электростанциями, оцениваются в 29 долларов США/МВт·ч в главном регионе, что примерно на две трети меньше соответствующего показателя первой единицы мощности, развёрнутой в системе. В случае фотоэлектрических солнечных электростанций падение рыночной стоимости электроэнергии является ещё более значительным: средние рыночные доходы составляют 17 долларов США/МВт·ч, что означает снижение практически на четверть по сравнению с соответствующим показателем первого энергоблока, внедрённого в систему. Таким образом, рыночная стоимость электроэнергии, вырабатываемой ветряными электростанциями, составляет всего половину соответствующего показателя технологий, предусматривающих возможность полного диспетчерского управления, а в случае фотоэлектрических солнечных электростанций — только 30 %.

Рисунок 60. Сценарий 75 % ПВИЭ: кривая продолжительности цен на электроэнергию



Сценарий VI: Минимизация затрат посредством использования низкозатратных возобновляемых источников энергии (низкозатратные ПВИЭ)

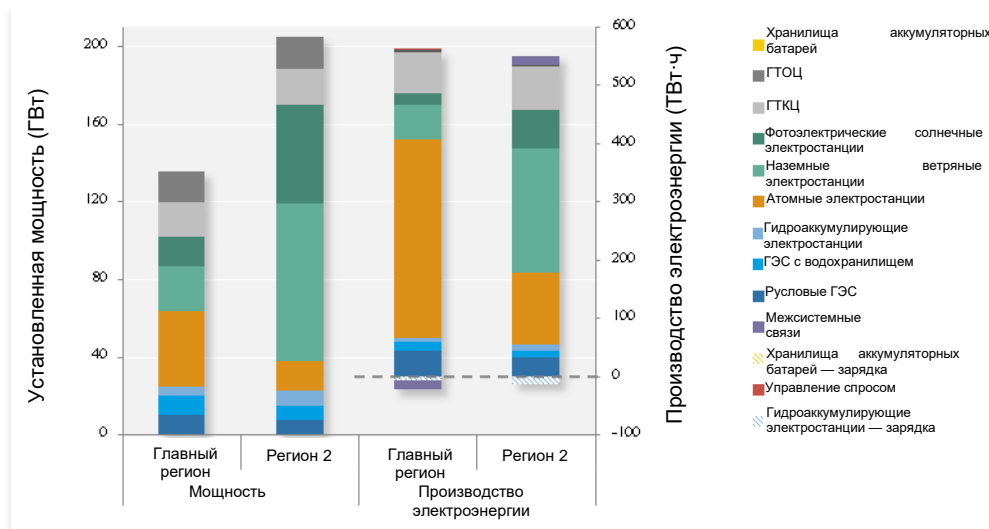
Сценарий «низкозатратных ПВИЭ» характеризуется значительным снижением затрат, касающихся технологий, использующих ПВИЭ: по сравнению с другими сценариями инвестиционные издержки и издержки на ЭИТО снижаются на 60 % в случае фотоэлектрических солнечных электростанций, уменьшаются в два раза в случае морских ветряных электростанций и на треть в случае наземных ветряных электростанций. В соответствии с данными пересмотренными допущениями, долгосрочные издержки на производство электроэнергии, касающиеся технологий, использующих ПВИЭ, характеризуются значительно более низким уровнем по сравнению с соответствующим показателем других низкоуглеродных технологий, предусматривающих возможность диспетчерского управления. Следовательно, инвестиции в наземные ветряные и фотоэлектрические солнечные электростанции возможны без внешней поддержки и такие ресурсы «естественным образом» (или внутрисистемно) развёртываются до достижения оптимального уровня. За исключением различных предполагаемых издержек, касающихся ПВИЭ, все прочие характеристики данного сценария аналогичны эталонному базовому сценарию: только уже имеющиеся в системе гидроэнергетические ресурсы определяются извне, тогда как все другие технологии развёртываются без какого-либо заданного уровня или ограничения использования. Кроме того, как и во всех основных сценариях, два региона объединены межсистемными связями, позволяющими осуществлять обмен электроэнергией. Уровень выбросов углекислого газа в обоих регионах ограничен 50 г/кВт·ч, а структура генерирующих мощностей оптимизирована для удовлетворения спроса при наименьших затратах. С учётом пересмотренных допущений, касающихся издержек ПВИЭ, предусматривается, что в данном сценарии затраты на выработку электроэнергии будут иметь самый низкий уровень среди всех рассматриваемых сценариев.

В двух регионах наблюдаются два совершенно разных результата: в то время как низкоуглеродное производство электроэнергии в главном регионе обеспечивается главным образом атомными электростанциями, в регионе 2 большая часть низкоуглеродной генерации обеспечивается электростанциями, использующими ПВИЭ. В главном регионе большая часть производства электроэнергии — 61 % — обеспечивается атомными электростанциями, электростанции на основе ПВИЭ вырабатывают 14 % общего

объёма электроэнергии, а гидроэнергетические мощности — 11 %. В регионе 2 при помощи ПВИЭ удовлетворяется более половины спроса на электроэнергию, доля атомных электростанций составляет 23 %, а гидроэлектростанций — 8 %. Доля генерации газовых электростанций составляет 14 % в обоих регионах. Такое различие между двумя регионами, вызывающее некоторое удивление, подтверждается и после тщательного анализа. Основная причина, вероятно, заключается в том, что Сценарий VI, как и Сценарий I, имеет меньше всего ограничений, т. е. различия в затратах оказывают значительно большее воздействие, чем в других сценариях. Таким образом, даже незначительные отличия в кривой нагрузки и в профиле нагрузки электростанций, использующих ПВИЭ, приводят к получению разных результатов в этих двух регионах с учётом значительной пропускной способности межсистемных связей. С точки зрения «естественного» или «оптимального» уровня генерации ПВИЭ, значение, равное 35 %, полученное путём усреднения доли генерации ПВИЭ в двух регионах, скорее всего, будет статистически представительным для такой системы.

В отношении установленной мощности, в главном регионе развёртывается 39 ГВт мощностей атомных электростанций, 23 ГВт мощностей наземных ветряных электростанций и 16 ГВт мощностей фотоэлектрических солнечных электростанций. В регионе 2, наоборот, развёртывается больше всего мощностей, использующих ПВИЭ (81 ГВт наземных ветряных электростанций и 51 ГВт фотоэлектрических солнечных электростанций), в то время как мощность атомных электростанций ограничена 15 ГВт. Мощность газовых электростанций, одинакова в обоих регионах и составляет около 34 ГВт. Ввиду данных различий совокупная установленная мощность в главном регионе достигает 135 ГВт, а в регионе 2 — примерно 205 ГВт. Между двумя регионами в течение всего года осуществляется обмен электроэнергией посредством межсистемных связей в объёме около 43 ТВт·ч; электроэнергия в основном поступает из главного региона в регион 2 (экспорт составляет 13 ТВт·ч, а импорт — 30 ТВт·ч). Отличия в ценах на электроэнергию между двумя регионами наблюдаются лишь в течение около 2 200 часов, что указывает на то, что пропускная способность межсистемных связей достигает предела в течение примерно 25 % моделируемого времени. Структура генерирующих мощностей, распределение выработки электроэнергии, а также обмен электроэнергией между двумя регионами в рамках данного сценария представлены ниже на рис. 61.

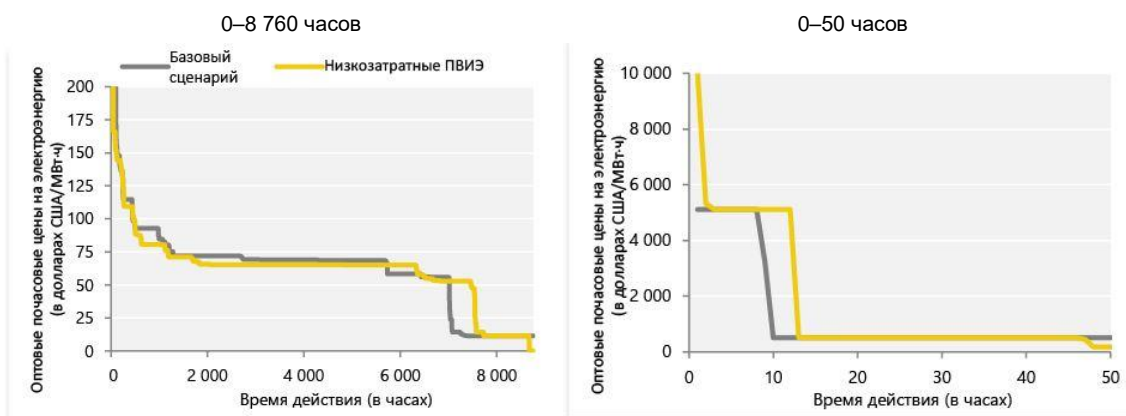
Рисунок 61. Низкозатратные ПВИЭ: структура установленной мощности и доли производства электроэнергии



Требования к манёвренности, предъявляемые к тепловым электростанциям, в главном регионе аналогичны тем, которые наблюдаются в сценарии с 30 % ПВИЭ. Энергоблоки АЭС эксплуатируются с одинаковой степенью манёвренности, и выработка электроэнергии АЭС на 1,1 % ниже максимально возможной выходной мощности. В главном регионе не наблюдается сокращения объёма электроэнергии, вырабатываемой электростанциями на основе ПВИЭ. В данном сценарии издержки на производство электроэнергии характеризуются наименьшим среди всех рассматриваемых сценариев уровнем вследствие значительного сокращения издержек на производство электроэнергии, касающихся ПВИЭ, и развёртывания в системе таких технологий на оптимальном с экономической точки зрения уровне. Чистые издержки на выработку электроэнергии примерно на 3 % ниже, чем в базовом сценарии: 35 млрд долларов США в год в главном регионе, что соответствует удельной стоимости, равной приблизительно 73 долларам США/МВт·ч. Для среднemasштабной страны, моделируемой в рамках настоящего исследования, это означает снижение издержек примерно на 1 млрд долларов США в год.

В данном сценарии производимой электроэнергии недостаточно для удовлетворения спроса в течение лишь одного часа в год, что приводит к вынужденным перебоям в энергоснабжении некоторых потребителей (отключениям) или, при некоторых неблагоприятных обстоятельствах, к полному аварийному отключению. Система также не способна обеспечить требования, предъявляемые к предельному резерву мощности, в течение 11 часов в год. Плановое сокращение объема выработки электроэнергии происходит в течение примерно 45 часов в год. Структура цен на электроэнергию, а также взвешенная по количеству цена на электроэнергию аналогичны соответствующим показателям сценария с 30 % ПВИЭ, который характеризуется таким же уровнем внедрения ПВИЭ: в течение почти 90 часов в год наблюдаются нулевые цены, в течение более чем 460 часов — высокие цены на электроэнергию (см. рис. 62, на котором сравнивается кривая продолжительности цен на электроэнергию данного сценария с соответствующей кривой базового сценария). Наконец, поскольку развёртывание ПВИЭ происходит внутрисистемно, средние рыночные доходы от использования этих ресурсов равны соответствующим издержкам на производство электроэнергии в течение жизненного цикла, т. е. 53 долларам США/МВт·ч в случае фотоэлектрических солнечных электростанций и 60 долларам США/МВт·ч в случае наземных ветряных электростанций. Стоимость электроэнергии, вырабатываемой ветряными электростанциями, составляет около 85 % соответствующего показателя технологий, предусматривающих возможность полного диспетчерского управления, а в случае фотоэлектрических солнечных электростанций — 75 %.

Рисунок 62. Низкозатратные ПВИЭ: кривая продолжительности цен на электроэнергию



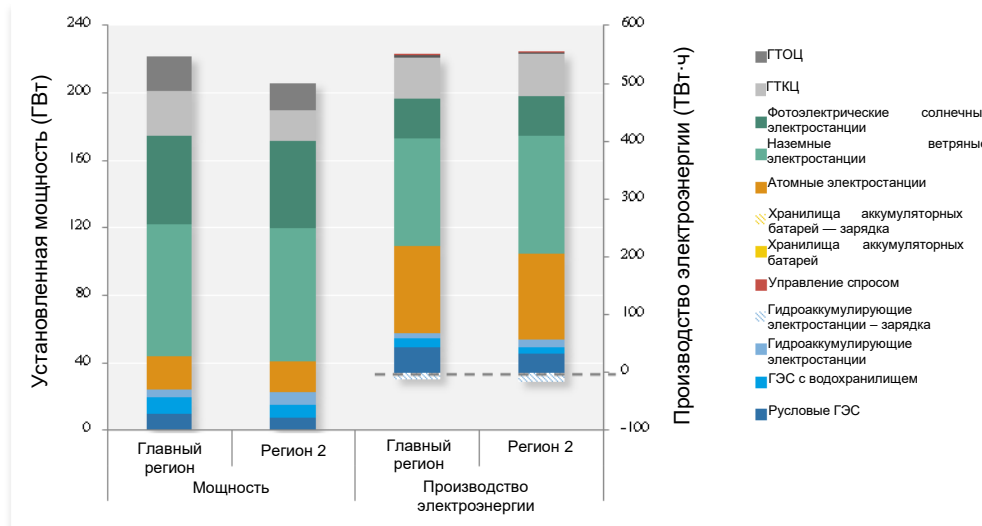
Сценарий VII: 50 % ветровой и фотоэлектрической солнечной энергии, без межсистемных связей

Целью данного сценария является представление изолированной системы без возможности обмена электроэнергией с соседними регионами. Вместе с другим сценарием, в котором доля ПВИЭ составляет 50 %, он даёт некоторое представление о технических и экономических последствиях внедрения значительной доли ПВИЭ в условиях отсутствия возможностей обеспечения манёвренности за счёт межсистемных связей. Таким образом, характеристики данного сценария и сценария с 50 % ПВИЭ одинаковы, т. е. учитываются идентичные уже имеющиеся в системе гидроэнергетические мощности и один и тот же уровень мощности ПВИЭ в обоих регионах. Единственное различие между этими двумя сценариями состоит в том, что отсутствие межсистемных связей исключает возможность обмена электроэнергией между двумя регионами. Как и во всех остальных рассмотренных сценариях, оптимальная структура генерирующих мощностей определяется внутрисистемно для удовлетворения спроса на электроэнергию в каждом регионе при минимальных издержках и в то же время при соблюдении в обоих регионах ограничения на выбросы углекислого газа, равного 50 г/кВт·ч.

Генерирующие мощности, использующие ПВИЭ, развёртываемые в обоих регионах, идентичны сценарию с 50 % ПВИЭ, т. е. 50 ГВт фотоэлектрических солнечных электростанций и 78 ГВт наземных ветряных электростанций. Тем не менее, по сравнению со сценарием с 50 % ПВИЭ необходимость сокращения объема электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, возрастает в обоих регионах, поскольку отсутствие межсистемных связей не позволяет передачу избытка электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, из одного региона в другой. Таким образом, действительная (чистая) доля электроэнергии, генерируемой ПВИЭ, является более низкой, чем в сценарии с 50 % ПВИЭ. Как следствие, требуется большая мощность атомных электростанций для компенсации такого разрыва в объеме низкоуглеродной выработки электроэнергии; совокупная мощность атомных электростанций в главном регионе увеличивается на 3 ГВт, достигая 19 ГВт. Мощность газовых электростанций в главном регионе превышает 46 ГВт: 20,5 ГВт обеспечивается ГТОЦ и 25,5 ГВт — ГТКЦ. В целом, совокупная генерирующая мощность не отличается существенным образом от соответствующего показателя сценария с 50 % ПВИЭ, равного 222 ГВт. С точки зрения производства электроэнергии, основное наблюдаемое явление заключается в снижении доли генерации ПВИЭ до 47,5 % ввиду более высокого уровня

сокращения объема вырабатываемой электроэнергии. Таким образом, для восполнения данного сокращения доля атомной генерации возрастает до 28 %. Газовые электростанции вырабатывают оставшиеся 14 % общего объема производимой энергии. Структура генерирующих мощностей и распределение выработки электроэнергии в рамках данного сценария показаны на рис. 63.

Рисунок 63. 50% ПВИЭ, без межсистемных связей: структура установленной мощности и доли производства электроэнергии



Отсутствие возможностей обеспечения маневренности за счёт межсистемных связей оказывает серьёзные воздействия на коэффициенты нагрузки и на эксплуатационные характеристики всех электростанций в составе системы, включая электростанции, использующие возобновляемые источники энергии. В частности, средний коэффициент нагрузки тепловых электростанций, обеспечивающих базовую и полупиковую нагрузку, значительно снижается по сравнению с системой, располагающей надлежущим уровнем межсистемных связей. Снижение коэффициента нагрузки атомных электростанций достигает 12 % по сравнению со значением 7 %, наблюдаемым в системе с надлежущим уровнем межсистемных связей. Аналогичным образом, электростанции с ГТКЦ эксплуатируются с коэффициентом нагрузки, составляющим 30 %, что примерно на 16 % ниже соответствующего показателя в основном сценарии. Также более часто появляется необходимость сокращения выработки ПВИЭ: коэффициент сокращения генерации ПВИЭ увеличивается в два раза, составляя 7 %, как и соответствующий показатель последнего внедрённого в систему энергоблока, использующего ПВИЭ, который достигает 19 %.

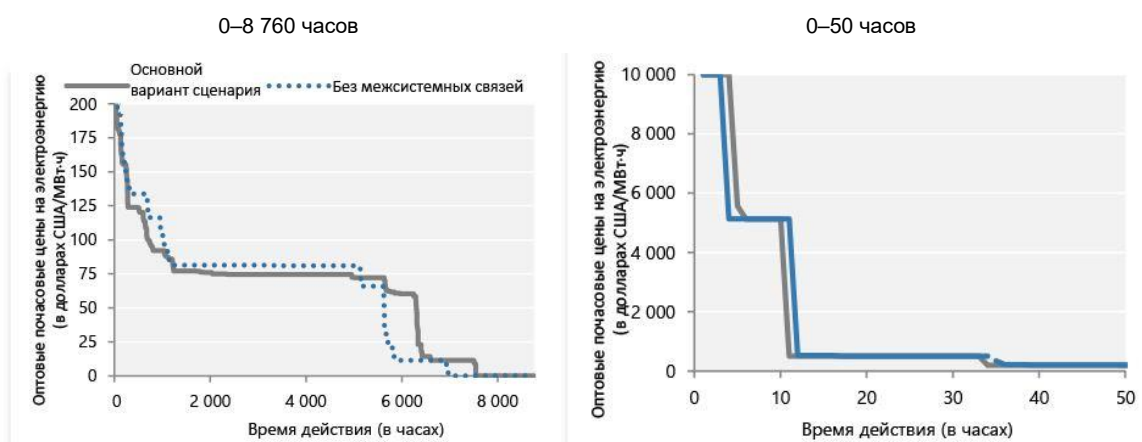
Уровень совокупных издержек на выработку электроэнергии в данном сценарии выше, чем в основном варианте сценария с 50 % ПВИЭ, в котором между двумя регионами существуют межсистемные связи. Стоимость выработки электроэнергии в главном регионе составляет 48,5 млрд долларов США в год, что соответствует удельной стоимости, превышающей 101 доллар США/МВт·ч. При сопоставлении результатов с результатами основного варианта сценария с 50 % ПВИЭ разница в стоимости ограничивается только 200 млн долларов США в год и главным образом связана с увеличением объема сокращения генерации ПВИЭ⁵. Соответственно, возникает необходимость в инвестициях в дополнительные атомные мощности. В данном сценарии издержки на резервирование оцениваются в 19 долларов США/МВт·ч электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ.

В данном сценарии энергосистема не в состоянии удовлетворить спрос в течение 3 часов в год, в то время как требования, предъявляемые к предельному резерву мощности, не обеспечиваются в течение восьми часов в год. Эти цифры аналогичны тем, которые наблюдаются в основном варианте сценария с 50 % ПВИЭ. По сравнению с последним, количество часов, в течение которых применяются меры управления спросом, включающие плановое отключение до 4 ГВт спроса, уменьшается до 20 часов в год. Отсутствие возможностей обеспечения маневренности за счёт межсистемных связей ведёт не только к увеличению издержек на производство электроэнергии, но и к росту взвешенных по количеству цен на электроэнергию,

5. Необходимо отметить, что в каждом из трёх вариантов сценария с 50 % ПВИЭ развёртываются идентичные генерирующие мощности, использующие ветровую и фотоэлектрическую солнечную энергию. Однако чистая доля электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, отличается, так как уровень сокращения генерации ПВИЭ увеличивается при отсутствии в системе ресурсов обеспечения маневренности. Достижение одинакового уровня чистого объема электроэнергии, производимой ПВИЭ, равно 50 %, в двух сценариях, применяемых для анализа чувствительности, значительно увеличило бы совокупную стоимость выработки электроэнергии и, соответственно, разницу между данным и основным вариантом сценария с 50 % ПВИЭ.

даже если и на незначительном уровне. Однако в распределении оптовых цен на электроэнергию наблюдается растущая асимметрия. Период действия нулевых оптовых цен увеличивается на 40 % до 1 200 часов в год, в то же время в течение более чем 1 000 часов в год цена превышает 100 долларов США/МВт·ч. На рис. 64 показана кривая продолжительности цен на электроэнергию в сравнении с соответствующей кривой основного варианта сценария с 50 % ПВИЭ. Наконец, отсутствие межсистемных связей снижает ценность для системы электроэнергии, генерируемой ПВИЭ, и, следовательно, размер рыночных доходов. Средние рыночные доходы от продажи электроэнергии, вырабатываемой наземными ветряными электростанциями, оцениваются в 46 долларов США/МВт·ч в главном регионе, что примерно на 5 % ниже соответствующего показателя в эталонной системе, располагающей надлежащим уровнем межсистемных связей. В случае фотоэлектрических солнечных электростанций падение рыночной стоимости электроэнергии является ещё более значительным: средние рыночные доходы составляют 36 долларов США/МВт·ч, что соответствует снижению практически на 15 % по сравнению с эталонной системой.

Рисунок 64. 50% ПВИЭ, без межсистемных связей: кривая продолжительности цен на электроэнергию



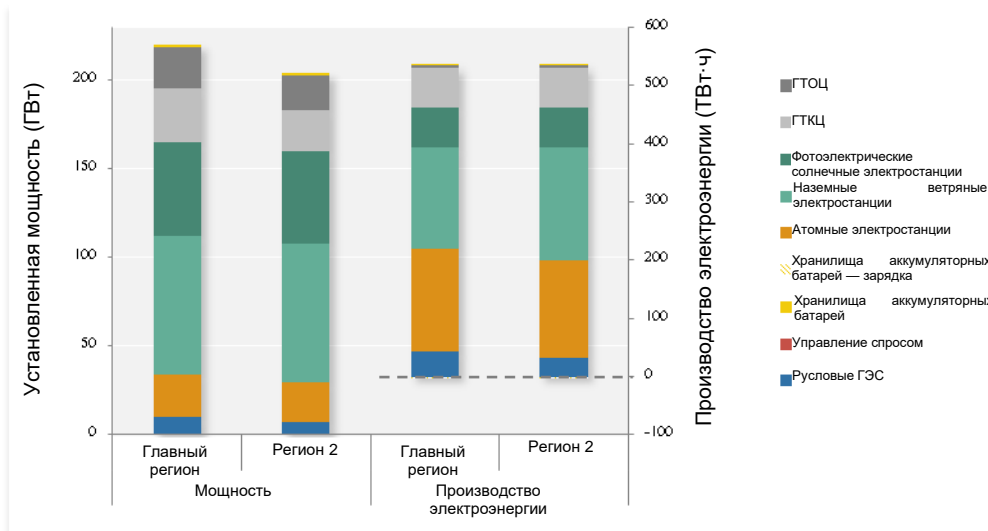
Сценарий VIII: 50 % ветровой и фотоэлектрической солнечной энергии, без межсистемных связей, без управляемых гидроресурсов

Данный сценарий представляет собой систему с наименьшим потенциалом использования управляемых ресурсов: речь идёт об изолированной системе без межсистемных связей с другими системами, которая не имеет потенциала для внедрения какого-либо управляемого гидроэнергетического ресурса. Таким образом, технические проблемы и экономические затраты, касающиеся достижения 50-процентной доли генерации ПВИЭ, являются более существенными по сравнению с двумя описанными ранее сценариями. Оба региона характеризуются одинаковым объёмом ПВИЭ и условных гидроэнергетических ресурсов, что и в предыдущих сценариях; однако ни один из двух рассматриваемых регионов не располагает управляемыми гидроэнергетическими ресурсами и между регионами отсутствуют какие-либо межсистемные связи. Аналогично всем рассмотренным сценариям, оптимальная структура генерирующих мощностей определяется внутрисистемно для удовлетворения спроса на электроэнергию в каждом регионе при минимальных издержках и в то же время при соблюдении ограничения на выбросы углекислого газа, равного 50 г/кВт·ч в обоих регионах.

В обоих регионах развёртываются такие же генерирующие мощности, использующие ПВИЭ и условные гидроэнергетические ресурсы, что и в сценарии с 50 % ПВИЭ, т. е. 50 ГВт фотоэлектрических солнечных электростанций, 78 ГВт наземных ветряных электростанций и 10 ГВт условных гидроэлектростанций. По сравнению со сценариями IV и VII, объём низкоуглеродной выработки электроэнергии на основе возобновляемых ресурсов снижается: сокращение генерации ПВИЭ является более значительным, а гидроэлектростанции с водохранилищем в системе отсутствуют. В результате, в главном регионе развёртывается более 24 ГВт атомных мощностей, что значительно выше, чем в сценариях IV и VII. Также в отличие от последних используются аккумуляторные батареи мощностью свыше 1 ГВт, поскольку они в определённой степени «компенсируют» возможности обеспечения манёвренности за счёт гидроэнергетических ресурсов, отсутствующих в данной системе. В целом, несмотря на разную структуру, совокупная генерирующая мощность аналогична соответствующему показателю двух других сценариев и составляет 221 ГВт. В отношении выработки электроэнергии доля генерации ПВИЭ снижается до 45 % ввиду более значительного сокращения генерации ПВИЭ, а доля гидроэнергетических ресурсов — до 8 % по причине

отсутствия гидроэлектростанций с водохранилищем. Доля газовых электростанций незначительно уменьшается по сравнению с двумя другими сценариями. Следовательно, объём электроэнергии, вырабатываемой атомными электростанциями, значительно возрастает и составляет треть от общего объёма. Структура генерирующих мощностей и распределение выработки электроэнергии в рамках данного сценария показаны ниже на рис. 65.

Рисунок 65. 50% ПВИЭ, без межсистемных связей, без управляемых гидроресурсов: структура установленной мощности и доли производства электроэнергии



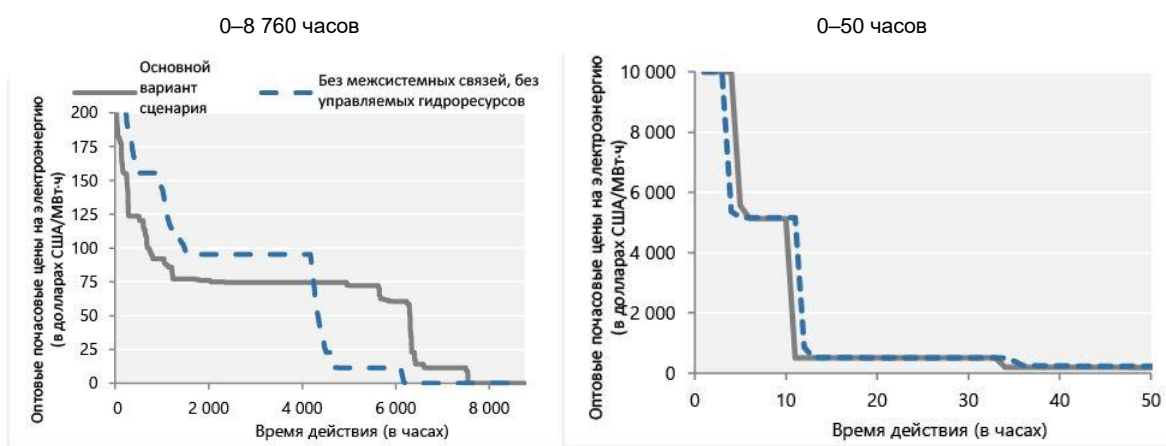
Отсутствие межсистемных связей и управляемых гидроэнергетических ресурсов ещё больше увеличивает требования к обеспечению манёвренности, предъявляемые к тепловым электростанциям. Такие электростанции всё чаще используются для оказания «системных услуг», а не только для выработки электроэнергии для системы. Данная ситуация отражается в более жёстких режимах изменения мощности и продолжающих уменьшаться коэффициентах нагрузки атомных электростанций и электростанций, использующих ГТЭС. Генерация атомных электростанций изменяется более значимым образом по сравнению с другими сценариями: снижение коэффициента нагрузки атомных электростанций достигает 16 %, что существенно влияет на соответствующие экономические показатели. Полупиковые предприятия, такие как электростанции, использующие ГТЭС, испытывают ещё более значительные воздействия: средний коэффициент нагрузки ГТЭС составляет лишь 25 % по сравнению с 34 % в основном варианте сценария с 50 % ПВИЭ и с 40 % в базовом сценарии без эпизодического производства электроэнергии. Менее манёвренная система также оказывается менее адаптированной к интеграции электроэнергии, вырабатываемой переменчивыми возобновляемыми источниками энергии: сокращается более 12 % общего объёма выработки ПВИЭ, а коэффициент сокращения генерации последнего внедрённого в систему энергоблока достигает 30 %.

Совокупные издержки на выработку электроэнергии в главном регионе превышают 52 млрд долларов США в год, что соответствует удельной стоимости, составляющей около 107 долларов США/МВт·ч. По сравнению с базовым сценарием стоимость генерации электроэнергии в главном регионе возрастает почти на 10 %; для среднemasштабной страны, моделируемой для представления данного региона, такое увеличение соответствует дополнительным затратам в размере около 4,3 млрд долларов США в год. Такие дополнительные издержки отчасти связаны с сокращением генерации ПВИЭ, отчасти — со значительным изменением структуры генерирующих мощностей. Дополнительные проблемы, касающиеся интеграции ПВИЭ в изолированную систему, в которой отсутствуют управляемые гидроэнергетические ресурсы, приводят к крайне высоким издержкам на резервирование (34,5 доллара США/МВт·ч генерации ПВИЭ). Уровень издержек на резервирование в данном сценарии почти в два раза выше, чем в двух других сценариях с 50-процентной долей ПВИЭ.

В данном сценарии энергосистема не в состоянии удовлетворить спрос в течение 3 часов в год, в то время как требования, предъявляемые к предельному резерву мощности, не обеспечиваются в течение восьми часов в год. Количество часов, в течение которых применяются меры управления спросом, включающие плановое отключение до 4 ГВт спроса, уменьшается до 20 часов в год. Эти цифры аналогичны наблюдаемым в предыдущем сценарии без межсистемных связей, но с управляемыми гидроэнергетическими ресурсами. И напротив, недостаточный уровень манёвренности системы серьёзно влияет на структуру цен на электроэнергию, как показано на рис. 66. По сравнению с основным вариантом сценария с 50 % ПВИЭ

количество часов с нулевыми ценами на электроэнергию удваивается и достигает более чем 2 500 часов в год, т. е. составляет 30 % времени. Количество часов с высокими ценами на электроэнергию (более 100 долларов США/МВт·ч) также удваивается, достигая 1 450 часов в год. Взвешенные по количеству цены на электроэнергию также немного превышают цены двух сопоставимых сценариев, достигая уровня 77 долларов США/МВт·ч. Отсутствие межсистемных связей и управляемых гидроэнергетических ресурсов снижает ценность для системы электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, и, следовательно, ведет к уменьшению доходов от продажи электроэнергии. Средние рыночные доходы от производства электроэнергии наземными ветряными электростанциями оцениваются в 42 доллара США/МВт·ч в главном регионе, что примерно на 10 % ниже соответствующего показателя в основном варианте сценария с 50 % ПВИЭ. В случае фотоэлектрических солнечных электростанций наблюдается ещё более значительное падение рыночной стоимости электроэнергии: средние рыночные доходы составляют 25 долларов США/МВт·ч, что соответствует снижению практически на 40 %.

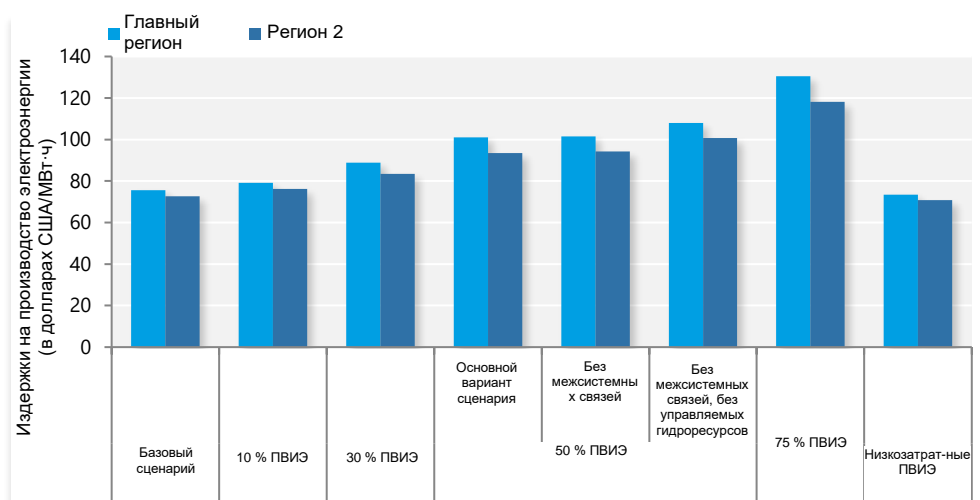
Рисунок 66. 50% ПВИЭ, без межсистемных связей, без управляемых гидроресурсов: кривая продолжительности цен на электроэнергию



Приложение 3.A4. Стоимость производства электроэнергии и ценность ПВИЭ в регионе 2

В регионе 2 наблюдаются те же тенденции, что и в главном регионе, со значительным повышением совокупных издержек на производство электроэнергии, сопровождающим развёртывание технологий, использующих ПВИЭ. Однако, совокупная стоимость выработки электроэнергии существенно ниже в регионе 2, как показано на рис. 67. Кроме того, увеличение совокупных издержек на производство электроэнергии происходит здесь несколько медленнее, чем в главном регионе. Эти явления отражают характеристики двух анализируемых взаимосвязанных систем; а более точно, преимуществом региона 2 является более плавный профиль спроса на электроэнергию и относительно более значимая доля уже имеющихся в системе управляемых гидроэнергетических мощностей, особенно гидроаккумулирующих электростанций (в главном регионе мощность гидроэлектростанций с водохранилищем составляет 10 ГВт, а гидроаккумулирующих электростанций — 4,5 ГВт; в регионе 2 данные показатели составляют 7,5 и 8 ГВт соответственно).

Рисунок 67. Годовые издержки на производство электроэнергии в двух регионах (в млрд долларов США в год)

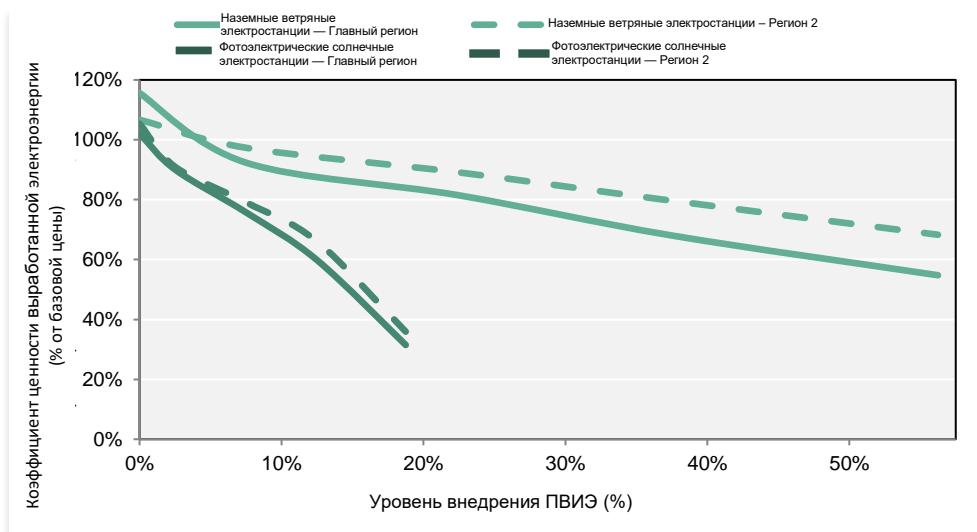


Ценность фотоэлектрической солнечной и ветровой генерации в регионе 2

На рис. 68 представлена дополнительная информация, касающаяся ценности электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ: данные приводятся для двух регионов, рассматриваемых в рамках настоящего исследования, и в дальнейшем выражаются не в долларах США/МВт·ч, а как доля базовой цены на электроэнергию (коэффициент ценности). Базовая цена, т. е. усреднённая по времени оптовая цена на электроэнергию, представляет собой цену, в условиях которой эксплуатируется гипотетическая электростанция базовой нагрузки, непрерывно работающая в течение всего года с постоянной выходной мощностью; в системе, находящейся в состоянии долгосрочного равновесия при идеальных рыночных условиях, базовая цена связана со стоимостью генерации электростанций, обеспечивающих базовую нагрузку.

Отображение коэффициента ценности подчёркивает то, что роль и конкурентоспособность какой-либо технологии в системе зависит не только от её собственных технических и экономических характеристик, но также от технических и экономических характеристик альтернативных вариантов генерации. На самом деле, для всех технологий значимым фактором является коэффициент ценности, который рассчитывается как соотношение между стоимостью выработки и базовой ценой.

Рисунок 68. Коэффициент ценности электроэнергии, вырабатываемой фотоэлектрическими солнечными и ветровыми электростанциями, в двух регионах



Ценность первого энергоблока, использующего наземную ветряную и фотоэлектрическую солнечную энергию, зависит от соотношения между спросом на электроэнергию и профилем выработки электроэнергии возобновляемым источником и, соответственно, существенным образом зависит от конкретных характеристик рассматриваемой системы. При более низкой доле внедрения коэффициенты ценности электроэнергии, вырабатываемой ветряными и фотоэлектрическими солнечными электростанциями, превышают единицу в двух регионах, рассматриваемых в рамках настоящего исследования, при этом ветряные электростанции имеют более высокий по сравнению с фотоэлектрическими солнечными электростанциями коэффициент. Это значит, что возобновляемые источники должны внедряться в систему, даже если их использование обходится (немного) дороже, чем применение электростанций базовой нагрузки исключительно с точки зрения полной приведённой стоимости электроэнергии (LCOE).

Результаты для двух регионов также подтверждают, что ценность электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, и её изменение при различных уровнях внедрения существенно зависят от рассматриваемой системы. В частности, можно отметить, что снижение ценности использования как солнечной, так и ветровой энергии менее выражено в регионе 2 по сравнению с главным регионом. Основой причиной такой тенденции является то, что коэффициенты нагрузки ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций в регионе 2 были рассчитаны для более обширной территории (включающей Бельгию, Германию, Италию, Испанию, Швейцарию и Великобританию) и, соответственно, пользующейся преимуществами более разнообразных метеорологических условий (для примера см. соответствующие коэффициенты нагрузки, представленные на рис. 49).

Приложение 3.А5. Ценность уже имеющихся в системе гидроэнергетических ресурсов

Наконец, представляет интерес анализ рыночной стоимости электроэнергии, производимой уже имеющимися в системе гидроэнергетическими ресурсами, при различных уровнях внедрения ПВИЭ. Для двух моделируемых регионов результаты, касающиеся трёх основных видов гидроэнергетических ресурсов (русловые ГЭС, ГЭС с водохранилищем и гидроаккумулирующие электростанции), представлены в табл. 14. Рыночная стоимость каждой технологии рассчитана как средняя стоимость генерации (в долларах США/МВт·ч). В отношении гидроаккумулирующих электростанций представлены средние цены как в режиме зарядки, так и в режиме выработки, а также соответствующая разница цен, скорректированная с учётом потерь в процессе переключения.

Как и ожидалось, рыночная стоимость, а следовательно, и вклад в систему неуправляемых русловых ресурсов уменьшается, даже если и незначительно, с увеличением уровня внедрения ПВИЭ. Это явление связано с положительной корреляцией между генерацией ПВИЭ и выработкой электроэнергии русловыми ресурсами, которая более значимым образом выражается в регионе 2 по сравнению с главным регионом. Однако, что более важно, ценность генерации русловых ресурсов значительно снижается, когда 75 % спроса на электроэнергию обеспечивается ПВИЭ. Такое уменьшение ценности отражает снижение усреднённой по времени цены на электроэнергию, которое анализировалось в предыдущих разделах.

Таблица 14. Ценность уже имеющихся в системе гидроэнергетических ресурсов (в долларах США/МВт·ч)

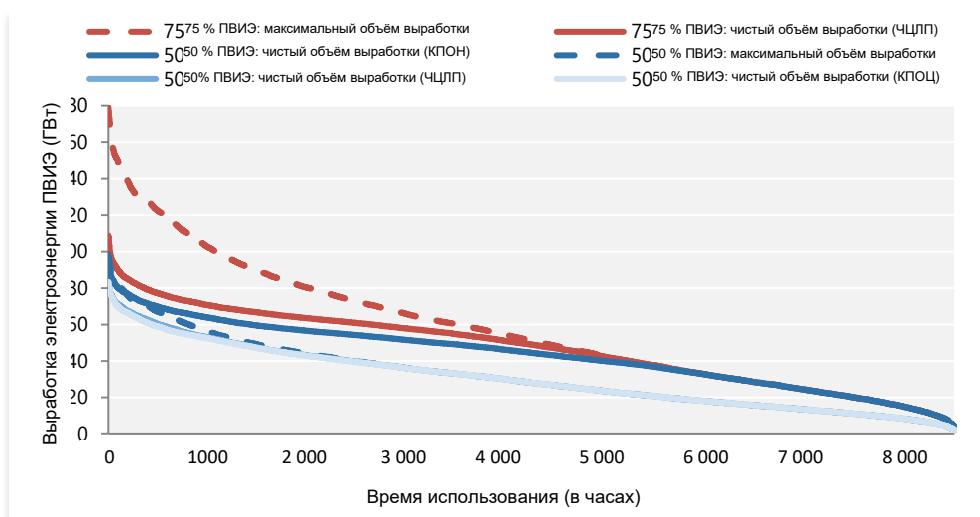
		Базовый сценарий	10 % ПВИЭ	30 % ПВИЭ	50 % ПВИЭ	75 % ПВИЭ	Низкозатратные ПВИЭ	
Русловые ГЭС	Главный регион	75,8	75,5	74,4	74,1	58,0	73,8	
	Регион 2	75,8	75,5	74,3	73,8	54,9	73,5	
ГЭС с водохранилищем	Главный регион	131,4	121,8	129,8	146,2	144,5	129,5	
	Регион 2	131,3	121,5	128,7	141,9	137,5	132,2	
Гидроаккумулирующие электростанции	Главный регион	В режиме выработки	117,3	122,7	131,7	127,9	118,0	137,7
		В режиме зарядки	35,3	44,4	33,9	20,5	8,4	32,6
		Разница	58,5	53,8	71,4	81,9	86,0	77,5
	Регион 2	В режиме выработки	113,8	123,9	133,7	133,0	119,2	136,2
		В режиме зарядки	37,7	45,1	35,4	21,9	8,1	31,1
		Разница	53,3	54,0	71,6	84,5	87,2	77,8

И наоборот, предусматривается существенное увеличение ценности управляемых гидроэнергетических ресурсов с развёртыванием ПВИЭ, поскольку система нуждается в большей манёвренности для компенсации переменчивости ПВИЭ. Такая ситуация наблюдается в случае гидроаккумулирующих электростанций, где разница между доходами от выработки и расходами на зарядку постоянно увеличивается с ростом уровня внедрения ПВИЭ (за исключением низкого 10-процентного уровня). Действительно, при низком уровне внедрения ПВИЭ ценность генерации электростанций с водохранилищем снижается на 10 % в обоих регионах, а затем повышается при более высоких уровнях внедрения ПВИЭ. Благоприятная корреляция между генерацией ПВИЭ и спросом и, соответственно, более плавная кривая остаточной нагрузки помогают понять данный результат, но удивительным является тот факт, что ценность генерации электростанций с водохранилищем аналогична в основном сценарии и в сценарии с 30 % ПВИЭ. При более высоких уровнях внедрения ПВИЭ ценность управляемых гидроресурсов повышается примерно на 10 %, несмотря на снижение средней оптовой рыночной цены на электроэнергию.

Приложение 3.А6. Сравнение методологий: кривые продолжительности остаточной нагрузки и ЧЦЛП

Как отмечалось в главе 2, моделирование энергосистемы — это трудная задача, требующая применения чрезвычайно сложных инструментов. Большинство последних публикаций в этой области основаны на моделях планирования использования мощностей и выбора состава работающего оборудования, в которых используются частично-целочисленные линейные программы (ЧЦЛП). GenX, модель, используемая в рамках данного исследования, входит в категорию таких вычислительных инструментов. Несмотря на то, что такие модели являются в настоящее время эталоном для подобных анализов, представляет интерес сравнение некоторых результатов данного исследования с результатами, которые могли бы быть получены с помощью менее совершенного представления электроэнергетической системы, основанного на кривых продолжительности остаточной нагрузки (КПОН). В данном контексте сокращение генерации ПВИЭ и соответствующий коэффициент ценности были рассчитаны для главного региона в соответствии с методом кривых продолжительности остаточной нагрузки. Результаты представлены на следующих рисунках: на рис. 69 сравнивается сокращение генерации ПВИЭ в главном регионе при двух уровнях внедрения (50 и 75 %), а на рис. 70 представлен коэффициент ценности фотоэлектрических солнечных и наземных ветряных электростанций при различных уровнях внедрения.

Рисунок 69. Сокращение генерации ПВИЭ с использованием ЧЦЛП и КПОН при моделировании



Выполнение расчётов, основанных на методе КПОН, является значительно более простым и требует менее сложных вычислительных ресурсов по сравнению с моделями, использующими ЧЦЛП. С другой стороны, как следствие упрощённого и менее совершенного представления электроэнергетической системы, методы, основанные на КПОН, неспособны должным образом отображать некоторые характеристики системы, в частности:

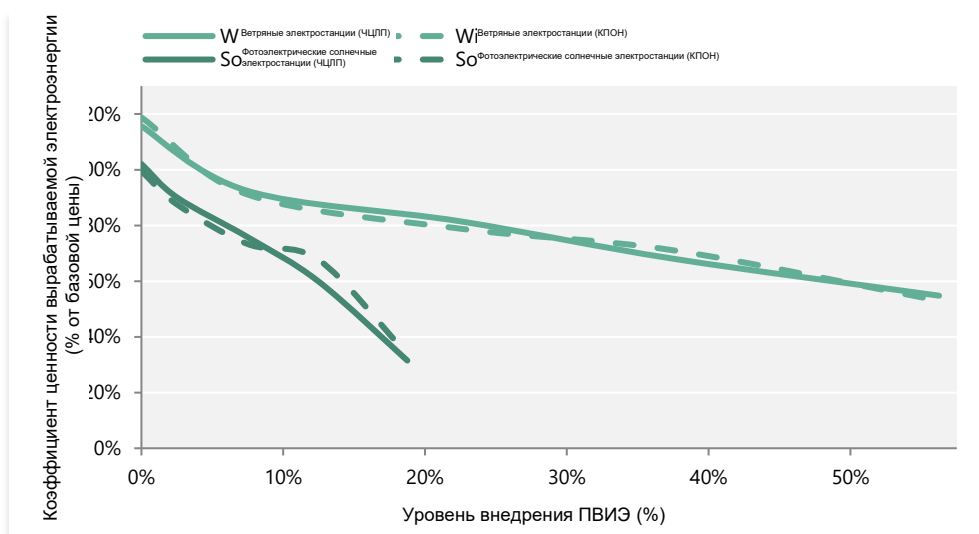
- 1) возможности хранения, включая управляемые гидроэнергетические мощности: такие предприятия либо не моделируются, либо соответствующее распределение нагрузки при моделировании основано на фактической выработке;
- 2) межсистемные связи и энергетические потоки между двумя регионами: в большинстве случаев методы КПОН позволяют моделировать лишь один регион, представляемый в виде системы с возможностью беспрепятственной передачи энергии;
- 3) эксплуатационные ограничения всех генерирующих мощностей не представлены; таким образом, косвенно подразумевается, что все моделируемые электростанции обладают бесконечным уровнем манёвренности.

По сравнению с определением задачи в ЧЦЛП первые два аспекта, как правило, приводят к недооценке уровня манёвренности системы, что усугубляет сложности интеграции ПВИЭ; этот упрощённый подход предусматривает большее сокращение генерации ПВИЭ и более низкую цену на электроэнергию,

вырабатываемую ПВИЭ, и, соответственно, меньший коэффициент ценности. С другой стороны, отсутствие учёта эксплуатационных ограничений тепловых электростанций снижает сложность внедрения и, в свою очередь, оказывает противоположный эффект на два вышеуказанных анализируемых показателя.

В отношении сокращения генерации ПВИЭ, интересно отметить, что в сценарии с 50 % ПВИЭ эти "недостатки" компенсируют друг друга и предполагаемый уровень сокращения генерации ПВИЭ очень схож в этих двух моделях. Уровень погрешности увеличивается при высоких уровнях внедрения, при этом методы, основанные на КПОН, предусматривают большее сокращение генерации ПВИЭ по сравнению с результатом, получаемым при более точном имитационном моделировании с помощью ЧЦЛП. Довольно интересно и особенно удивительно, что получаемые коэффициенты ценности ПВИЭ очень близки как при применении метода ЧЦЛП, так и при использовании КПОН: количественные показатели аналогичны и отражают идентичную тенденцию к снижению. Без всякого сомнения компенсация между различными эффектами также играет важную роль в объяснении такой схожести результатов.

Рисунок 70. Коэффициент ценности генерации ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций в главном регионе



Представленные выше результаты не должны рассматриваться как предложение выбрать один из вариантов моделирования в ущерб другому или как строгий эталон сравнения двух методик. Указанные выводы касаются только анализируемых здесь показателей, (сокращение генерации ПВИЭ и коэффициент ценности ПВИЭ), и не обязательно применимы к другим характеристикам системы или к другим системам. Существует также множество аспектов, которые можно проанализировать с помощью метода ЧЦЛП, что невозможно в случае применения КПОН. Однако методики, основанные на КПОН, позволяют получить надёжные результаты, по крайней мере в первом приближении.

Список литературы

- Berthelemy, M. et al. (2018), "French Nuclear Power in the European Energy System", p. 31, SFEN, Paris, www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/french_nuclear_power_in_the_european_energy_system_sfen.pdf.
- IEA (2015a), *World Energy Outlook 2015*, IEA, Paris.
- IEA (2015b), *Energy Technology Perspectives 2015*, IEA, Paris.
- IEA (2017), *World Energy Outlook 2017*, IEA, Paris.
- Jenkins, J. and N. Sepulveda (2017), "Enhanced Decision Support for a Changing Electricity Landscape: The GenX Configurable Electricity Resource Capacity Expansion Model", An MIT Energy Initiative Working Paper, 27 November 2017, <http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2017/10/Enhanced-Decision-Support-for-a-Changing-Electricity-Landscape.pdf>.
- MIT (2016) *Utility of Future: An MIT Energy Initiative Response to an Industry in Transition*, MIT, <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf>.
- MIT (2018) "The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World: An MIT Interdisciplinary Study", MIT, September 2018, <http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2018/09/The-Future-of-Nuclear-Energy-in-a-Carbon-Constrained-World.pdf>.
- Nagl, S., M. Fursch and D. Lindenberger (2013), "The costs of electricity systems with a high share of fluctuating renewables: a stochastic investment and dispatch optimisation model for Europe", *The Energy Journal*, Vol. 34, n° 4.
- NEA (2012), *Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-Carbon Electricity Systems*, NEA Report n° 6861, OECD, Paris.
- NEA (2015), *Nuclear New Build: Insight into Financing and Project Management*, NEA Report n° 7195, OECD, Paris.
- OECD (2015), *Projected Costs of Generating Electricity - 2015 Edition*, joint publication from the International Energy Agency and Nuclear Energy Agency, OECD, Paris.
- Palmintier, B.S. (2013), "Incorporating Operational Flexibility into Electric Generation Planning: Impacts and Methods for System Design and Policy Analysis", PhD thesis, Massachusetts Institute of Technology.
- Sepulveda (2016), "Decarbonization of Power Systems: Analyzing Different technological Pathways", Master Degree Thesis, Massachusetts Institute of Technology (MIT), September 2016, <https://dspace.mit.edu/handle/1721.1/107278>.
- Sisternes, F. (2014), "Risk Implications of the Deployment of Renewables for Investments in Electricity Generation", PhD thesis, Massachusetts Institute of Technology, 2014.

Глава 4 Альтернативные варианты политики интернализации системных издержек

4.1. Введение

В предыдущих главах было показано, что, с учётом допущений, принятых в рамках данного исследования, затраты электроэнергетической системы, выходящие за пределы издержек на уровне электростанции, составляют значительную долю совокупных расходов. Оба типа затрат: как системные издержки (совокупность затрат на передачу и распределение, издержки на выравнивание нагрузок), так и издержки на резервирование, а также затраты системы в целом, при прочих равных условиях, повышаются с ростом определяемой извне доли переменчивых возобновляемых источников энергии (ПВИЭ) в производстве электроэнергии. Независимо от предпочтений использования определённых технологий выработки электроэнергии, будь то атомная энергетика или энергетика на основе возобновляемых источников, в настоящее время среди экспертов существует широкий консенсус относительно того, что уровень системных издержек слишком велик, чтобы их могли игнорировать политики, и что необходимо внедрение адекватных мер. Такие политические инструменты имеют две главные функции: во-первых, минимизировать системные издержки, связанные с определённой долей мощностей, использующих ПВИЭ; и во-вторых, закрепить их за различными заинтересованными лицами согласно схеме, которая адекватным образом отражает государственную политику распределения. «Интернализация» системных издержек должна, таким образом, пониматься в широком смысле их сознательной интеграции в структурную схему хорошо отлаженной электроэнергетической системы, а не в узком смысле непосредственного требования их полной оплаты определённой группой заинтересованных лиц.

При обсуждении вопроса системных издержек необходимо учитывать нормативные рамки, в которых ведётся такое обсуждение. В частности, трудно ответить на вопрос первостепенной важности о том, кто должен оплачивать системные издержки. Общепринятые принципы, такие как «возложить издержки на тех, кто является их причиной», не подходят для таких экономически и политически сложных систем, какими являются современные электроэнергетические системы. В данном контексте важны два фактора. Во-первых, системные издержки зависят не только от объёма установленных мощностей, использующих ПВИЭ, в определённой стране, но и от подключённых посредством межсистемных связей электроэнергетических систем соседних стран. Чем выше доля управляемых ресурсов, например, таких как гидроэнергетические ресурсы или регулирование спроса, тем ниже уровень системных издержек.

Меры финансового стимулирования также играют важную роль. Например, значительную часть связанных с ПВИЭ системных издержек составляют издержки на резервирование, касающиеся необходимости дополнительных инвестиций в мощности, предусматривающие возможность диспетчерского управления, требующиеся для обеспечения надёжности поставок. Они полностью подвергаются интернализации в условиях чисто рыночной системы без дополнительного субсидирования.¹ На самом деле, механизм ценообразования обуславливает получение меньших доходов от производства электроэнергии предприятиями, использующими ПВИЭ, и, таким образом, ограничивает уровень их внедрения (более подробно вопрос рассматривается в разделе 4.5). Однако издержки на резервирование становятся значимым внешним эффектом, когда ПВИЭ поддерживаются посредством нерыночных механизмов, таких как «зелёные» тарифы.

Во-вторых, ответственность за системные издержки зависит от нормативных рамок, выбранных для оценки издержек электроэнергетической системы. В последние годы в ряде стран-членов ОЭСР такие нормативные положения претерпели значительные изменения, как в непосредственной, так и в косвенной форме. Традиционно в основе стандартной оценки эффективности электроэнергетической системы лежал критерий минимизации расходов в процессе удовлетворения определённой нагрузки при высоком уровне надёжности поставок без каких-либо технологических ограничений. Ещё одним, более поздним, стандартом оценки является критерий минимизации издержек в процессе удовлетворения той же нагрузки и одновременного обеспечения сокращения выбросов углекислого газа благодаря использованию низкоуглеродных технологий. Третьим стандартом, чья важность возросла в последние годы, является

1. Как указывалось ранее, интернализация производится посредством адаптации остальных элементов генерирующих мощностей и в конечном счёте оплачивается потребителями электроэнергии. Однако, соответствующие расходы компенсируются теперь общим снижением затрат на производство электроэнергии. Таким образом, неоптимальности в отношении издержек на резервирование на уровне системы больше не существует.

критерий минимизации издержек в процессе удовлетворения той же нагрузки с определённой долей использования ПВИЭ.

В первом случае и в некоторой степени во втором, в рамках методологии статической оптимизации увеличение системных издержек действительно будет закрепляться за недавно внедрёнными технологиями, использующими ПВИЭ. Особенным образом это касается случаев внедрения ПВИЭ в существующую систему, которая и до этого полностью обеспечивала спрос на электроэнергию, работая в условиях существования идентичных или даже более строгих ограничений на выбросы углекислого газа. Однако, в третьем варианте, учитывая требование удовлетворения части спроса посредством использования ПВИЭ, распределение ответственности и издержек не столь очевидно. Способность или неспособность традиционных ресурсов обеспечить необходимый уровень манёвренности в данном случае является параметром электроэнергетической системы в целом. Системные издержки, выходящие за рамки издержек на уровне электростанции, возникающие в процессе достижения определённого уровня выходной мощности, более не могут касаться только отдельной технологии, но становятся, к примеру, функцией обеспечения манёвренности генераторов, предусматривающих возможность диспетчерского управления. Таков, например, общий подход, использующийся в нескольких исследованиях по вопросу интеграции системы, проведённых Международным энергетическим агентством (МЭА).²

Работа Агентства по ядерной энергии (АЯЭ) при ОЭСР, напротив, основана на предположении, согласно которому стандартом оценки современной электроэнергетической системы должен быть критерий минимизации издержек при надёжном удовлетворении определённого уровня спроса на электроэнергию и при соблюдении строгих заданных уровней сокращения выбросов углекислого газа. В соответствии со сформулированным в Парижском соглашении намерением сдерживания роста средней глобальной температуры в пределах, не превышающих 2°C, представленные в главе 3 результаты были получены посредством моделирования, параметры которого были откалиброваны для достижения сокращения выбросов углекислого газа до заданного уровня, равного 50 г/кВт·ч. В конечном счёте, вопрос о распределении системных издержек неотделим от политического вопроса о том, является ли приоритетом для стран-членов ОЭСР сокращение выбросов парниковых газов, что в случае электроэнергетического сектора означает в первую очередь выбросы углекислого газа, или же важнее в процессе выработки электроэнергии увеличить долю возобновляемых источников и особенно переменчивых возобновляемых источников энергии (ПВИЭ), таких как ветровая и фотоэлектрическая солнечная энергия.

Таким образом, изучение процесса интернализации системных издержек с достаточной степенью экономической и политической устойчивости подразумевает анализ трёх различных проблем. Во-первых, неизбежно встаёт первоочередной вопрос об определении и оценке системных издержек. Данное исследование, вместе с публикацией «Ядерная и возобновляемая энергия. Системные издержки при декарбонизации электроэнергетических систем» (АЯЭ, 2012), является частью такой работы. В главах 2 и 3 собран большой объём данных по данной тематике, лежащих в основе настоящей главы. Во-вторых, центральным вопросом является разработка новых политических инструментов, способных непосредственно решать вопросы системных издержек. Помимо сильной и долгосрочной общественной поддержки сокращения выбросов, требуется принятие решений по вопросу распределения издержек как функции схем распределения, а также определение нормативных положений, в рамках которых страна намерена действовать. В-третьих, существует вопрос преобразования и оптимизации существующих политических инструментов, таких как меры поддержки определённых технологий. В случае ненадлежащего качества разработки последние могут привести к повышению системных издержек без какого-либо прогресса в достижении заявленной политической цели.

При рассмотрении всех трёх проблем необходимо тщательно разграничивать краткосрочные и долгосрочные воздействия. В условиях постоянного экономического развития и непрерывной выработки политики, а также особенно быстрых изменений параметров электроэнергетических систем, наблюдаемых в последнее время, это не всегда просто. Такое разграничение, однако, необходимо для обеспечения соответствия экономического анализа процессу организации экономической политики. В то время как, по методологическим причинам, экономика естественным образом сосредоточена на достижении долгосрочного равновесия, процесс принятия политических решений столь же естественным образом направлен на регулирование краткосрочных последствий, определяющих политику. Это не значит, что одна область не может использовать данные другой, но необходимо очень точно понимать границы абстрактных аргументов и взаимные воздействия обеих сфер.

2. Например, см. МЭА (2014), «Сила трансформации. Ветер, солнце и экономика манёвренных энергосистем» (*The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*), ОЭСР, МЭА, Париж; МЭА (2016), «Энергия ветра и солнца следующего поколения. От цены к ценности» (*Next generation Wind and Solar Power: From cost to value*), ОЭСР МЭА, Париж; МЭА (2017b), «Преобразование энергии ветра и солнца для передачи по сети. Руководство для политиков» (*Getting Wind and Sun onto the Grid: A Manual for Policy Makers*), ОЭСР МЭА, Париж; или МЭА (2018), «Статус трансформации энергосистемы 2018. Улучшение манёвренности электростанций» (*Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility*), ОЭСР МЭА, Париж.

Таким образом, следующий анализ нацелен на определение рамок политики, в которой учитываются ограничения, касающиеся экономической оптимальности и минимизации издержек, установленные чётко определёнными целями государственной стратегии. В некотором смысле это означает принятие результатов конкурентных рынков в качестве эталона. Конкурентные рынки электроэнергии сегодня действительно являются отправной точкой политических дискуссий в электроэнергетическом секторе большинства стран-членов ОЭСР. Однако важность целей государственной стратегии, таких как сокращение выбросов парниковых газов и надёжность поставок, а также конкретные характеристики низкоуглеродных технологий подразумевают, что в рамках политики, касающейся низкоуглеродных электроэнергетических систем, всегда будет необходимо поддерживать связь между рыночными и нерыночными инструментами. Это означает, что на практике страны-члены ОЭСР выберут разные пути использования рыночных механизмов для стимулирования развития рынков низкоуглеродной электроэнергии. Радикальное упрощение этого аспекта может означать сочетание децентрализованных рынков для краткосрочного распределения электроэнергии с централизованными аукционными торгами или долгосрочными контрактами для финансирования инвестиций. Таким образом, в последующем анализе соблюдается равновесие между необходимостью требования того, чтобы политические дебаты в электроэнергетическом секторе велись в рамках экономической оптимальности, с одной стороны, и признанием, с другой стороны, того факта, что может потребоваться принятие ряда решений, выходящих за рамки классических рыночных моделей, основанных исключительно на двусторонних контрактах между производителями и потребителями.

Соответственно, глава 4 организована нижеследующим образом. В разделе 4.2 будет кратко рассмотрено текущее состояние рынков электроэнергии в качестве отправной точки для дальнейшего обсуждения. В разделе 4.3 будет проведён анализ эффективности и распределительных последствий использования лучших политических инструментов, таких как внедрение цены на выбросы углекислого газа и торговля квотами на выбросы, которые должны привести к минимизации совокупных издержек на производство электроэнергии, включая системные издержки. В разделе 4.4 будут рассмотрены такие инструменты как механизмы платы за мощность, вводимые для устранения последствий или смягчения воздействий политических инструментов, таких как целевая поддержка определённых технологий. В разделе 4.5 будет более широко рассмотрен вопрос необходимости преобразования структуры энергетических рынков, работающих с большими долями низкоуглеродных технологий. Раздел 4.6 посвящён атомной энергии и проекту АЯЭ, направленному на применение анализа системных издержек для оценки воздействий текущей политики на сооружение новых атомных электростанций и на долгосрочную эксплуатацию в будущие десятилетия. В разделе 4.7 будут представлены выводы, сделанные в рамках настоящего исследования.

4.2. Либерализованные рынки электроэнергии и проблемы инвестиций

Электроэнергия — это особый товар широкого потребления. В частности, его невозможно хранить в больших количествах при экономически приемлемом уровне затрат, за исключением некоторых стран, располагающих большим объёмом гидроэнергетических ресурсов. Поскольку спрос колеблется в течение дня, недели и года, но крайне негибок в каждый определённый момент времени, это означает, что снабжение электроэнергией нуждается в ежесекундном регулировании. Такое регулирование осуществляется путём использования комбинации технологий генерации с различными структурами стоимости в разные периоды времени в течение года. Технологии с высоким уровнем постоянных издержек (CAPEX) и низким уровнем переменных издержек (OPEX), такие как атомная энергетика, будут, соответственно, использоваться в течение большого количества часов для удовлетворения базовой нагрузки, а технологии, характеризующиеся низким уровнем постоянных издержек и высоким уровнем переменных издержек, такие как газовые турбины или дизельные генераторы, будут работать только в часы максимального спроса для покрытия пиковой нагрузки.

Теория оптимальной структуры электроэнергетической системы была разработана в 1950-е годы. Задача внедрения оптимизированных структур была возложена на государственные монополии или на регулирующие органы, которые определяли потребности системы и вознаграждали производителей посредством регулируемых тарифов, устанавливаемых в соответствии с полной приведённой стоимостью электроэнергии (LCOE). Несмотря на то, что такие электроэнергетические системы характеризовались избыточными инвестициями («украшательством») и организационными недостатками, они, тем не менее, в течение более двадцати лет гарантировали высокий уровень надёжности снабжения и позволили привлечь инвестиции в капиталоемкие, технологически сложные области, такие как атомная энергетика.

В 1980-х и 1990-х годах наблюдался всеобщий энтузиазм в отношении либерализации рынка в странах-членах ОЭСР наряду с развитием новой технологии и соответствующих инфраструктур, которая оказалась ключевым фактором упразднения регулирования рынков электроэнергии. Газовая турбина с комбинированным циклом (ГТКЦ) обладала не только относительно низким уровнем постоянных издержек, но и использование тепла выхлопных газов также снижало стоимость топлива в расчёте на МВт·ч и позволяло, при условии достаточно низких цен на газ, конкурировать с угольными и атомными электростанциями в течение растущего количества часов в качестве технологии, обеспечивающей полупиковую нагрузку. Данная технология сделала концепцию конкурентного самофинансирующегося оптового рынка электроэнергии более реалистичной. Подобная концепция объясняется тем фактом, что в условиях конкуренции цены равны краткосрочным предельным издержкам. Если уровень предельных издержек, т.е. переменных издержек предельной технологии, высок, а уровень капитальных затрат низок, оптовые рыночные цены покрывают значительную

часть совокупных издержек всех технологий производства электроэнергии (за исключением последнего внедрённого энергоблока), включая технологии с низким уровнем переменных издержек и атомную энергетику. Комбинированное использование, например, дизельных генераторов и атомных электростанций теоретически может привести к тому же результату, но цены при этом будут гораздо менее стабильными.

Теоретики также продемонстрировали, что независимые решения децентрализованных конкурирующих производителей, нацеленных на получение максимальной прибыли, могут достаточно точно воспроизводить экономически оптимальную структуру системы, полученную с помощью алгоритмов, использовавшихся ранее монополистическими предприятиями. Переход к работе в условиях конкуренции в сфере производства электроэнергии, обычно сопровождавшийся разукрупнением вертикально интегрированных монополий, т. е. отделением собственно генерации электроэнергии от передачи и распределения, начался в 1980-х годах и усилился в 1990-х годах в странах-членах ОЭСР.

Дефицитное ценообразование, надёжность поставок и проблемы инвестиций

Независимо от структуры генерирующих мощностей все конкурентные рынки электроэнергии должны покрыть долю своих постоянных издержек в течение “часов дефицита”. Это означает, что в течение ограниченного количества часов в году предложение не удовлетворяет спрос. В течение таких часов, когда возможности планового управления спросом исчерпаны, происходит поочерёдное прекращение электроснабжения некоторых групп потребителей в течение нескольких минут в рамках процесса, называемого “веерным отключением”. Поскольку потребители делают всё возможное, чтобы покрыть свои потребности, результатом являются очень высокие цены, называемые стоимостью недоотпуска электроэнергии (СНЭ), которые измеряются тысячами долларов США. Дефицитное ценообразование подразумевает намеренное ограниченное и согласованное снижение надёжности поставок электроэнергии. В эффективной системе количество часов дефицита электроэнергии сведено до абсолютного минимума. Во Франции, например, структура системы предусматривает до трёх часов дефицита в год. Положительным аспектом является то, что доход в течение часов дефицита электроэнергии покрывает постоянные капитальные затраты всех генераторов. Проектирование системы, которая действительно полностью удовлетворяет спрос в течение всего времени, как, например, в зимний период с рекордно низкими температурами, может оказаться очень затратным.

Необходимость применения дефицитного ценообразования зависит от трудностей хранения электроэнергии и уровня общей краткосрочной неэластичности спроса на электроэнергию. Достаточный объём мощностей экономически эффективного хранения или согласие покупателей добровольно сокращать потребление в часы пикового спроса позволило бы избавиться от применения ценообразования на основе СНЭ в часы дефицита электроэнергии. В настоящее время на рынках электроэнергии в этом направлении развиваются некоторые интересные проекты, которые влияют на характер функционирования электроэнергетических систем. Результаты этого процесса уже можно наблюдать в некоторых странах. Например, в Норвегии, где весь объём производимой электроэнергии обеспечивается гидроресурсами, система работает как хранилище и не нуждается в специальном ценообразовании на основе СНЭ. Однако в более широком масштабе такая система хранения и регулирования спроса ещё недостаточно распространена, чтобы кардинально изменить концептуальный подход, используемый в работе рынков электроэнергии.

Это означает, что применение дефицитного ценообразования по-прежнему необходимо инвесторам в сфере производства электроэнергии для того, чтобы не оставаться в убытке. Сложность вопроса заключается в несовпадении целей теоретиков и инвесторов с интересами других заинтересованных лиц. В реальных ситуациях политики и потребители относятся неодобрительно к дефицитному ценообразованию, даже несмотря на его теоретическую обоснованность. Их сомнения понятны. Часы дефицита электроэнергии подспудно подразумевают существование рисков, как с технической, так и с экономической точки зрения. Последовательное отключение и подключение избранных групп потребителей сетевыми операторами, даже если обычно и производится надлежащим образом, всегда подразумевает существование незначительного, но не нулевого риска полного аварийного отключения. С экономической точки зрения непредсказуемость в отношении количества часов дефицита электроэнергии повышает неопределённость доходов и прибыли. Вследствие того, что в экономике всё взаимосвязано, часы дефицита также создают внешние эффекты,

связанные с надёжностью снабжения, влияющие на партнеров отключаемых потребителей, в рамках и за пределами СНЭ.³

До сих пор теория редко подвергалась испытаниям. Несмотря на то, что на многих рынках наблюдались скачки цен, исчисляемые сотнями и тысячами долларов или евро, большого количества часов дефицита с вынужденным отключением потребителей на энергетических рынках стран-членов ОЭСР обычно удавалось избежать. В течение редких зарегистрированных часов дефицита веерное отключение проводилось надлежащим образом. В недавнем прошлом это было возможно, поскольку после десятилетий работы в рамках регулируемого рынка энергосистемы работали в условиях большого объема избыточной мощности. Принимая во внимание сокращение резервов мощности, политики и регулирующие органы ввели различные меры поддержки таких резервов для их стабилизации. В будущем возможности хранения и регулирования спроса могут обеспечить дополнительное пространство для манёвра. Однако в настоящее время рынки электроэнергии стран-членов ОЭСР характеризуются глубоко укоренившимся парадоксом: несмотря на то, что структура данных рынков подразумевает работу лишь с определённым количеством часов дефицита, регулирующие органы делают всё, чтобы предотвратить и избежать их появления. С одной стороны, это хорошо с точки зрения надёжности поставок. С другой стороны, это означает, что инвесторы теряют жизненно важную статью доходов, основанную на дефицитном ценообразовании.

Несмотря на такие корректировочные меры (некоторые могут утверждать, что именно из-за них) либерализованные рынки электроэнергии сталкиваются с фундаментальной проблемой стимулирования долгосрочных инвестиций в новые генерирующие мощности. Изменчивость цен, подразумевающая дополнительный инвестиционный риск и, следовательно, повышающая стоимость капитала, добавляет ещё одну проблему, но само явление имеет более широкие масштабы. Реализация на практике теоретической модели либерализации рынка со свободным формированием цен привела к появлению серии экспериментов с различными вариантами адаптации системы. На тот момент косвенные предположения теоретиков и политиков заключались в том, что, во-первых, адекватная мощность будет обеспечена глубокими и ликвидными форвардными рынками и, во-вторых, что потребители готовы принять риск возникновения ограниченного количества часов дефицита электроэнергии в год. Ни одно из данных предположений не оправдалось, но принятые корректировочные меры помогли системам выжить — хотя и без обеспечения какой-либо стабильной долгосрочной основы.

Ни теоретики, ни политики не смогли предвидеть того, насколько серьёзной окажется проблема инвестиций в случае капиталоемких низкоуглеродных технологий, таких как атомная энергетика, гидроэнергетика или энергетика на основе возобновляемых источников энергии, где инвесторы жаждут долгосрочной ценовой стабильности. Эту проблему практически невозможно преодолеть в текущей ситуации низких цен, которая характеризует энергетические рынки стран-членов ОЭСР. Действительно, цены упали значительно ниже уровня затрат на замещение генерирующих мощностей, вследствие следующих пяти факторов, которые серьёзно пошатнули модель либерализованных оптовых рынков и изменили характер дебатов об освобождении рынка:

1. развёртывание больших объёмов ПВИЭ, в основном ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций с нерыночным финансированием, что привело к наличию мощностей, объём которых превышает экономически эффективный уровень;
2. необходимость декарбонизации производства электроэнергии на рынке, главным образом созданном для технологий, использующих ископаемое топливо;
3. резкое снижение цен на газ, особенно в странах-членах ОЭСР, расположенных в Северной Америке, вследствие разработки резервов дешёвого сланцевого газа, а также глобального снижения цен на уголь;
4. отсутствие надёжного долгосрочного ценового сигнала, касающегося выбросов углекислого газа, который способствовал бы стабилизации цен на электроэнергию (см. также раздел 4.3);⁴

3. См. также работу Я. Х. Кеплера (2017), «Обоснование механизмов платы за мощность. Внешние эффекты надёжности поставок и асимметричное инвестиционное стимулирование» (*Rationales for capacity remuneration mechanisms: Security of supply externalities and asymmetric investment incentives*), *Энергетическая политика (Energy Policy)*, т. 105, с. 562-570.

4. Повышение цен на выбросы CO₂ в Европейской системе торговли квотами на выбросы (EU ETS) летом 2018 года до значения, превышающего 20 евро за тонну CO₂, рассматриваемое широким кругом специалистов как главный ориентир, является ободряющим знаком. Однако поскольку в течение предыдущих шести лет в лучшем случае цены лишь слегка превышали 5 евро за тонну CO₂, они ещё

5. спрос на электроэнергию в странах-членах ОЭСР, который, в зависимости от страны, выравнивается, не изменяется или снижается, но долгосрочные сценарии предусматривают возобновление роста по мере электрификации экономики.

Все вместе эти пять факторов создали на оптовых энергетических рынках ситуацию, значительно отличающуюся от той, для которой они изначально были задуманы. Самым важным результатом стало резкое снижение средних цен на электроэнергию. Несмотря на то, что к такому результату привели все пять факторов, особую роль играют ПВИЭ, которые характеризуются нулевым уровнем краткосрочных предельных издержек. Используя техническую лексику, ПВИЭ подталкивают кривую нагрузки вправо, таким образом, предложение удовлетворяет спрос при более низких ценах. Естественно, это не означает, что стоимость производства электроэнергии на уровне генератора или на уровне системы снизилась. Большинство мощностей, указанных ПВИЭ, не присутствовало бы на рынке без гарантированных «зелёных» тарифов или налоговых льгот на производство на основе ВИЭ.⁵ В странах с большим количеством ПВИЭ можно наблюдать увеличивающийся разрыв между оптовыми рыночными ценами, получаемыми производителями, и розничными тарифами, оплачиваемыми потребителями; данная проблема рассматривается в некоторых публикациях, указанных в главе 2. Так как в последних обычно учитываются субсидии, они являются своего рода показателем совокупной стоимости. Однако, в то же время, невозможно продолжать инвестиции в стабильные генерирующие мощности, предусматривающие возможность диспетчерского управления, особенно в низкоуглеродные, на основании оптовых рыночных цен.

По мере снижения средних цен повышается изменчивость цен, поскольку периоды, в течение которых действуют очень низкие и даже отрицательные цены (при высоком уровне генерации ПВИЭ), чередуются с периодами высоких цен (при низком уровне генерации ПВИЭ). Конечно, ожидаются некоторые изменения по мере того, как мощности, предусматривающие возможность диспетчерского управления, будут покидать рынок, но высокая доля генерации ПВИЭ будет удерживать средние цены на низком уровне и в долгосрочной перспективе. Для не склонных к риску инвесторов пониженные средние цены и возросшая изменчивость цен являются главным негативным стимулом. За исключением некоторых инвестиций в газовые турбины в Соединённых Штатах Америки, капиталовложения в любые новые технологии выработки на энергетических рынках стран-членов ОЭСР без нерыночной поддержки прекратились.

Ситуация затрагивает не только инвестиции в новые мощности, но и эксплуатацию существующих энергоблоков. В Европе около 30 ГВт газовых генерирующих мощностей были закрыты или законсервированы, так как операторы более не могли покрывать постоянные издержки на эксплуатацию электростанции. В Соединённых Штатах Америки несколько компаний, производящих атомную энергию, которые уже получили разрешения регулирующих органов на длительную эксплуатацию после завершения первоначально установленного в проекте жизненного цикла, отказались от этого варианта вследствие неблагоприятных рыночных прогнозов. Подобные преждевременные закрытия или непродления срока эксплуатации мощностей, предусматривающих возможность диспетчерского управления, могут представлять серьёзную угрозу надёжности электроснабжения, поскольку ПВИЭ, вследствие изменчивости и неуправляемости, крайне несовершенным образом заменяют мощности, предусматривающие возможность диспетчерского управления, в отношении обеспечения круглосуточного электроснабжения. Экономические показатели мощностей хранения и гидроэлектростанций также значительно ухудшились, так как выработка электроэнергии фотоэлектрическими солнечными электростанциями приводит к снижению цен на электроэнергию в дневное время. Это уменьшает разницу между дневными и ночными ценами. Поставщики услуг по хранению энергии рассчитывают на эту разницу для получения необходимой прибыли, чередуя периоды продажи и покупки электроэнергии при выработке и зарядке.

Либерализованные рынки электроэнергии и декарбонизация

Долгосрочные системные издержки, касающиеся ПВИЭ, подробно рассматривались в главах 2 и 3 настоящего отчёта. В краткосрочной перспективе можно также наблюдать сопутствующий, как правило, эффект увеличения выбросов углекислого газа в странах, отказавшихся от использования атомной энергии по экономическим или политическим соображениям в пользу комбинации ПВИЭ и ископаемого топлива.⁶ Принимая во внимание низкие цены, преобладавшие на большинстве рынков вплоть до недавнего повышения

должны подтвердить свою долгосрочную устойчивость, прежде чем они будут учитываться в процессе принятия инвестиционных решений.

5. Существуют исключения в случае наземных ветряных электростанций в Колорадо и Техасе, фотоэлектрических солнечных электростанций в Чили и с недавнего времени — в случае проекта морских электростанций в Европе. Несмотря на то, что эта область нуждается в более тщательном анализе, проекты использования ПВИЭ со *средним* уровнем издержек до сих пор существенно зависят от механизмов нерыночной поддержки.
6. Однако необходимо отметить, что в условиях ограничения выбросов и торговли квотами, совокупные выбросы CO₂ определяются на основе изначально установленного предела, а не решениями производителей электроэнергии.

цен на выбросы CO₂, одной из немногих прибыльных технологий были буроугольные электростанции, чьи издержки на топливо, до тех пор пока выбросы углекислого газа не оцениваются и не ограничиваются, могут иметь уровень, более низкий по сравнению с соответствующим показателем атомных электростанций. В рамках данного исследования уровень выбросов углекислого газа в долгосрочной перспективе во всех восьми сценариях, ввиду применяемой схемы построения, одинаков, что достигается различным сочетанием атомных электростанций, электростанций, использующих ПВИЭ, гидроэлектростанций и традиционных тепловых электростанций. Манёвренность обеспечивается посредством комбинированного использования гидроэлектростанций с водохранилищем, регулирования выходной мощности атомных и тепловых электростанций, сокращения генерации ПВИЭ, межсистемных связей с соседними рынками и небольшого количества аккумуляторных батарей, планового регулирования спроса и вынужденного дефицита.

Для лучшего понимания текущей ситуации, необходимо напомнить, что либерализация рынков электроэнергии в большинстве стран-членов ОЭСР последовала за десятилетиями регулирования, которое привело к значительному избытку мощностей. Соответственно, некоторое сокращение мощностей автоматически не считалось нежелательным. В то же время политики ожидали, что цены в периоды нормальной эксплуатации сравняются с переменными издержками газовых электростанций как предельной технологии, оставляя комфортную инфрамаржинальную ренту угольным и атомным электростанциям. Оставшийся объём постоянных издержек должен был бы покрываться за счёт часов дефицита или умеренных монопольных решений.

В то время как изменение климата как серьёзная политическая проблема уже начало проявляться в 1990-х годах, когда началась либерализация рынков, существовало широко распространённое мнение, согласно которому установление цен на выбросы углекислого газа как лучший способ интернализации внешних эффектов парниковых газов позволит эффективно справиться с этой задачей. Вопрос о необходимости создания особой рыночной структуры для привлечения инвестиций в низкоуглеродные технологии при отсутствии ценового регулирования выбросов углекислого газа даже не возникал. Несмотря на то, что проблемы невозможности хранения электроэнергии, жёсткой ценовой политики, основанной на предельных издержках, и неэластичности кратковременного спроса были прекрасно поняты и отражены в рыночных схемах, мало кто задумывался о конкретных последствиях применения таких схем к низкоуглеродным технологиям. Кроме того, никто не ожидал того шока, который инвесторы энергетических рынков испытали вследствие экономического кризиса, сопровождавшегося внедрением значительного объёма мощностей, использующих возобновляемые источники энергии с нулевым уровнем краткосрочных предельных издержек, и сверхнизкими ценами на газ в Соединённых Штатах Америки.

Данная неопределённость, которая сегодня учитывается в ставке доходности капитала по требованию научных опытом инвесторов, во многом объясняет, почему стоимость капитала на энергетических рынках по-прежнему высока, даже несмотря на сверхнизкие процентные ставки при существующей сегодня макроэкономической конъюнктуре. Высокий уровень капитальных затрат особенно губителен для низкоуглеродных технологий вследствие неблагоприятного соотношения между постоянными и переменными издержками. Это справедливо как в случае атомной энергетики, так и в случае гидроэнергетики и энергетики на основе возобновляемых источников. Чем выше уровень неопределённости и стоимости капитала, тем больше инвесторы будут отдавать предпочтение технологиям на основе ископаемого топлива, таким как угольная и газовая энергетика. Таким образом, существующие оптовые рынки в странах-членах ОЭСР, характеризующиеся ценообразованием на основе предельных издержек и высоким уровнем ценовой неопределённости, не только являются важной проблемой для привлечения инвестиций, но также, в отсутствие механизма платы за выбросы, создают неверные стимулы декарбонизации процесса производства электроэнергии. Либерализованные чисто энергетические рынки без механизма платы за выбросы не являются технически нейтральными, а стимулируют против использования низкоуглеродных технологий с высоким уровнем постоянных издержек.

Как показано в главе 3, электростанции, использующие переменчивые возобновляемые источники энергии, такие как ветряные или фотоэлектрические солнечные электростанции, испытывают на себе дополнительные последствия на либерализованных рынках энергии, поскольку стоимость вырабатываемой ими электроэнергии снижается с ростом их доли в электроснабжении — вследствие концентрации выработки в течение ограниченного количества часов, когда их совместное использование приводит к снижению цен до уровня ниже среднего. До сих пор этот эффект был завуалирован особой поддержкой возобновляемых источников в виде щедрых «зелёных» тарифов в Европе и в Японии или в виде налоговых льгот на производство на основе ВИЭ в Соединённых Штатах Америки. Кроме того, этот эффект действительно проявляется лишь тогда, когда доля ветряных и фотоэлектрических электростанций в структуре генерирующих мощностей составляет по крайней мере 10 %, что не наблюдается во всех странах-членах ОЭСР. Однако даже при дальнейшем снижении издержек ПВИ вопрос их эффективности и рентабельности на будущих рынках электроэнергии еще долго будет объектом дискуссий.

Таким образом, существует тройной стимул заняться поиском новых, экономически и экологически устойчивых рынков электроэнергии. Во-первых, потребители и политики никогда не были удовлетворены выдвинутой теоретикой концепцией, согласно которой при отсутствии планового сокращения больших объёмов спроса наличие ограниченного количества часов дефицита должно стать обычным явлением в современных электроэнергетических системах. Согласно этому предположению, по своей природе стандартные рыночные структуры не обеспечивают достижение уровня инвестиций, который гарантировал бы удовлетворение спроса в любое время. Во-вторых, поскольку лучший вариант решения проблемы,

закрывающийся в установлении цен на выбросы углекислого газа, в настоящий момент политически неприемлем, декарбонизация потребует изменения работы энергетических рынков с целью обеспечения единых правил игры для низкоуглеродных технологий с высоким уровнем постоянных капитальных затрат. В-третьих, если общество выбирает ПВИЭ в различных пропорциях, независимо от иных факторов, таких как стоимость или выбросы углекислого газа, их равноправная интеграция в современные энергетические рынки будет только усложняться по мере роста их доли.

Ошибались ли теоретики?

Означает ли потребность в новых схемах работы энергетических рынков то, что теоретики, разрабатывавшие существующие сегодня энергосистемы, ошибались? Ответ требует обсуждения. Противники без промедления назовут текущие проблемы, касающиеся рыночно финансируемых инвестиций в низкоуглеродные технологии, но всё не так просто. Во-первых, либерализованные рынки электроэнергии прекрасно справлялись с организацией почасового электроснабжения, а также с организацией гибких поставок в интервалах продолжительностью менее часа, вплоть до пятнадцати минут до подачи, когда эстафету перенимают сетевые операторы, работающие на специализированных балансирующих рынках. Дэвид Ньюбери (David Newbery), один из опытейших экономистов европейского рынка электроэнергии, утверждает, что энергетические рынки весьма хорошо «выкачивают всё возможное» из существующих мощностей. Во-вторых, многие наблюдатели недооценивали сложность стимулирования инвестиций на либерализованных рынках. Даже несмотря на неблагоприятные макроэкономическую конъюнктуру и эволюцию спроса, полное прекращение рыночных инвестиций указывает на структурный, а не на циклический характер явления.

В-третьих, и что самое важное, от существующих сегодня рынков требуют решения проблем, для которых они изначально не проектировались. Это обусловлено тем фактом, что выработка политики в области энергетики в странах-членах ОЭСР полна глубоких противоречий. Так, рынки должны разрешать противоречия, не связанные с дерегуляцией как таковой. С одной стороны, радикальное сокращение выбросов углекислого газа является официальной политической целью практически во всех странах-членах ОЭСР. С другой стороны, два наиболее эффективных способа достижения этой цели — введение ценового регулирования выбросов и до тех пор, пока существует возможность контролировать издержки, использование атомной энергии — часто не имеют политической поддержки, необходимой для широкого внедрения. За исключением Швеции и Великобритании, либерализованные чисто энергетические рынки не были дополнены надёжным долгосрочным сигналом ценового регулирования выбросов. В то время как Швеция представляет собой особый случай, будучи интегрированной в энергетический рынок Nord Pool и, таким образом, пользующейся преимуществами большого объёма норвежских гидроэнергетических ресурсов, Великобритания представляет собой интересный пример.⁷ Не является совпадением и то, что это также единственная страна-член ОЭСР, в которой ведётся обсуждение нескольких проектов строительства новых атомных реакторов.

При отсутствии кардинальных политических изменений проблемы, стоящие перед либерализованными рынками электроэнергии, усугубятся в ещё большей степени. Даже на концептуальном уровне полностью основанная на рыночных механизмах система с большой долей существующих возобновляемых ресурсов подразумевает значительное количество часов с нулевыми ценами, большую долю электроэнергии, вырабатываемой газовыми электростанциями, и очень высокий уровень изменчивости цен. Даже при увеличении средних цен рыночные инвестиции в новые низкоуглеродные мощности (АЭС, электростанции на основе ПВИЭ или ГЭС) по-прежнему будут существенной проблемой. Только серьёзный уровень налогов на выбросы углекислого газа с железными гарантиями их долгосрочного применения могли бы исправить данную ситуацию. Такой способ решения проблемы, однако, не является главным предметом сегодняшних политических дебатов.

Всестороннее обсуждение будущей структуры энергетического рынка без идеологических предрассудков является необходимой частью реализации любого долгосрочного сценария масштабной декарбонизации. Модели очень хорошо справляются с организацией и оптимизацией больших объёмов технических и коммерческих данных, но, естественно, они не могут разрешить политические противоречия, с которыми сталкиваются реальные рынки. В следующих трёх разделах обсуждаются: механизм ценового регулирования выбросов углекислого газа, адаптация существующих энергетических рынков и организация специальных долгосрочных мер, касающихся низкоуглеродных технологий — три наиболее многообещающие пути устойчивого снижения выбросов углекислого газа на рынках с высоким уровнем надёжности поставок, которого все потребители в странах-членах ОЭСР в праве ожидать.

7. Необходимо напомнить, что ввиду общего ограничения на выбросы, существующего в европейских странах, существование минимального уровня цен на выбросы углекислого газа в Великобритании не влияет на общий объём выбросов. Тем не менее, последний фактор оказывает долгосрочные воздействия на структуру энергетического сектора Великобритании.

4.3. Ценовое регулирование выбросов углекислого газа как самый эффективный политический инструмент экономического сокращения выбросов

Экономические искажения и системные издержки не являются неизбежными побочными эффектами декарбонизации электроэнергетической системы. Они возникают при наложении на существующие системы целей и инструментов без четкого определения приоритетов и общей согласованности. В отсутствие недвусмысленных политических требований чрезвычайно затянувшиеся институциональные процедуры колоссальной сложности (главным примером которых является процесс переговоров в рамках конвенции ООН об изменении климата) заменяют эффективные нормативные базы. Это также делает процесс уязвимым с точки зрения лоббирования различными заинтересованными сторонами. В этом отношении существующее положение вещей не способствует эффективной декарбонизации.

В более широком смысле и несмотря на частые заявления о намерениях, существование озабоченности изменением климата и целей сокращения выбросов парниковых газов до сих пор не привело к эффективным изменениям структуры энергетических рынков. Текущая политика в странах-членах ОЭСР направлена главным образом на сокращение выбросов CO₂ посредством принятия мер косвенного, а не прямого действия. Вместо непосредственного предотвращения выбросов были выбраны обходные пути. Зачастую главной политической целью становится увеличение доли возобновляемых ресурсов само по себе, а не снижение выбросов углекислого газа. Сторонники этого метода утверждают, что снижение выбросов в конце концов будет достигнуто. Однако процесс сокращения выбросов во многом зависит от существующей структуры генерирующих мощностей. Например, замена атомной энергии ПВИЭ неизбежно приведет к увеличению выбросов углекислого газа (см. рис. 73 ниже). Учитывая большой объем политического капитала, инвестированного в сокращение выбросов парниковых газов, удивительно малое число политических мер было принято для непосредственного разрешения данной проблемы.

В этой ситуации важно не поддаваться влиянию используемых различными лобби аргументов, которые являются неотъемлемой частью разработки энергетической политики. Существует прямая, осуществимая и эффективная возможность сокращения выбросов парниковых газов — введение цен на выбросы на месте их осуществления. В частности, введение цен на выбросы углекислого газа, самого главного из парниковых газов, выбросы которого лучше всех измеряются и систематически документируются, может быть осуществлено быстро и с ограниченным уровнем транзакционных издержек. Такой подход согласуется с общим принципом, согласно которому в отношении внешних эффектов или общественных издержек, таких как изменение климата, лучше всего использовать адекватные удельные налоги, как было предложено британским экономистом Артуром Пигу (Arthur Pigou) ещё в 1920 году. Установление цен на выбросы углекислого газа не только является самым эффективным способом снижения уровня выбросов в рамках статической оптимизации, но также создаёт динамические стимулы для дальнейшего развития низкоуглеродных технологий.⁸

Самым простым вариантом решения проблемы является введение прямого налога, взимаемого на месте выброса углекислого газа и имеющего значимый уровень. Торговля квотами на выбросы углекислого газа также является интересной альтернативой с рядом преимуществ и недостатков, которые анализируются далее. Значимый уровень означает достаточно высокий уровень цен, обоснованно обеспечивающих достижение следующих результатов:

1. обеспечение конкурентоспособности газа по сравнению с каменным углём или бурым углём (там, где он применяется) на рынках всех стран-членов ОЭСР;
2. повышение конкурентоспособности атомных электростанций по сравнению с газовыми там, где стоимость строительства достаточно низка, без какой-либо нерыночной поддержки;
3. повышение конкурентоспособности мощностей, использующих возобновляемые источники энергии, по сравнению с газовыми электростанциями там, где метеорологические условия достаточно благоприятны, без какой-либо нерыночной поддержки;
4. обеспечение динамического стимулирования инвестиций в развитие новых, ещё более экономически эффективных низкоуглеродных технологий.

Точный уровень цен на выбросы углекислого газа, при котором возможно достижение таких результатов, будет отличаться в зависимости от уровня издержек разных технологий в разных странах. Цена порядка 50 долларов США за тонну CO₂ может считаться достаточной для реализации указанных выше критериев. В публикациях, основанных на сравнении полной приведённой стоимости электроэнергии (LCOE), таких как «Выравнивание политики для низкоуглеродной экономики» (*Aligning Policies for a Low-carbon Economy*)

8. Такое "изменение технологий с помощью цены" было впервые теоретически разработано Джоном Хиксом (John Hicks) в "Теории заработной платы" (*Theory of Wages*) в 1932 году. Современное исследование данной проблемы было проведено Аджемоглу (Acemoglu) (2001).

(ОЭСР/МЭА/АЯЭ/ИТФ, 2015), предполагается, что даже более низкого уровня цен на выбросы углекислого газа будет достаточно. Однако включение углеродных составляющих в расчёты показателя LCOE лишь частично позволяет решить проблему конкурентоспособности в реальных рыночных условиях. Например, эффективное ценовое регулирование выбросов углекислого газа также должно отражать тот факт, что высокая капиталоемкость низкоуглеродных технологий делает их непропорционально уязвимыми по отношению к изменчивости оптовых цен, присущей либерализованным рынкам электроэнергии.⁹ Как указывалось ранее, степень такой изменчивости, вероятно, будет расти с увеличением доли ПВИЭ в электроснабжении.

Огромным преимуществом подхода, при котором достижение низкоуглеродного электроснабжения обеспечивается посредством ценового регулирования выбросов, является то, что, в принципе, последнее идеально сочетается с работой существующих чисто энергетических оптовых рынков. Если уровень цен достаточно высок для преодоления внутренних недостатков низкоуглеродных технологий в условиях свободного рынка, не требуется возобновление регулирования, нерыночная поддержка или иные формы вмешательства в естественную работу рынка. Конкурентная борьба со свободным входом на рынок и уходом с рынка продолжится на основании децентрализованных решений частных предприятий. Кроме того, налог на выбросы углекислого газа может распространяться на все секторы экономики, включая отопительный и транспортный, что в ещё большей степени увеличивает эффективность усилий по сокращению выбросов парниковых газов.

До тех пор, пока технологии на основе ПВИЭ не пользуются нерыночной поддержкой в виде «зелёных» тарифов, надбавок к рыночной цене на электроэнергию или субсидирования инвестиций, механизм ценового регулирования выбросов углекислого газа будет способствовать работе энергосистемы без каких-либо не подвергшихся интернализации системных издержек. Действительно, уменьшение рыночной стоимости электроэнергии, производимой ПВИЭ, как следствие того, что дополнительные внедрённые мощности вырабатывают электроэнергию одновременно с ранее установленными агрегатами, приведёт к тому, что инвестиции в ПВИЭ будут осуществляться только на оптимальных как для инвесторов, так и для системы в целом, уровнях до тех пор, пока технологии, использующие ПВИЭ, не будут получать нерыночную поддержку.¹⁰

В целом механизм ценового регулирования выбросов углекислого газа прозрачен, эффективен и прост. Он остаётся самым очевидным вариантом решения проблемы изменения климата. Его применение может даже дать некоторые макроэкономические преимущества, так как средства, полученные правительством в виде налогов на выбросы углекислого газа, могут быть использованы для снижения других сборов, таких как подоходные или акцизные налоги, и тем самым повысить экономическую эффективность. И последний по порядку, но не по важности аргумент заключается в том, что ценовое регулирование выбросов углекислого газа также окажет положительное динамическое воздействие на устойчивость экономики в будущем путём стимулирования развития новых низкоуглеродных технологий, имеющих экономический и коммерческий потенциал в будущем, когда, скорее всего, будут действовать определённые ограничения, касающиеся выбросов углекислого газа.

Препятствия на пути ценового регулирования выбросов углекислого газа: распределение и степень доверия

Доводы, приведённые в предыдущем разделе, вызывают очевидный вопрос: «Если введение цен на выбросы углекислого газа обладает такими важными преимуществами, что до сих пор мешало внедрению этого механизма на более систематической основе?» Два основных ответа формулируются следующим образом: (1) распределительные последствия; и (2) устойчивость цен на выбросы углекислого газа в долгосрочной перспективе. Пожалуй, главным камнем преткновения выступает проблема распределения. Выбросы парниковых газов являются неотъемлемой характеристикой современной экономики. Производство товаров, передвижение, отопление, выработка электроэнергии, сельское хозяйство — во всех этих сферах производятся выбросы парниковых газов. Уголь, нефть и газ являлись главными движущими силами экономического роста на протяжении XX века. В энергетическом секторе производство электроэнергии, не сопровождающееся выбросами углекислого газа, было возможно только посредством использования гидроэнергии или атомной энергии. Таким образом, введение ценового регулирования выбросов углекислого газа негативно повлияет на влиятельных участников рынка, претендующих на заслуженное с исторической

9. В этом отношении существует интересный концептуальный аргумент: зависимость от оптовых рыночных цен приведёт к интернализации части системных издержек, касающихся ПВИЭ, которая представляет собой технологический внешний эффект и, таким образом, неоптимальную совокупность факторов. Изменчивость уже оптимизированного производства электроэнергии ПВИЭ по-прежнему будет приводить к адаптации кривой остаточной нагрузки (и, следовательно, с формальной точки зрения, к системным издержкам), но такое остаточное воздействие более не будет являться внешним эффектом.

10. Строго говоря, отсутствие нерыночной поддержки ПВИЭ приведёт к интернализации лишь связанных с их использованием издержек на резервирование. Системные издержки, касающиеся дополнительных расходов на сети передачи и распределения, а также на выравнивание нагрузок, не будут затронуты. В отношении последних, однако, может быть произведена надлежащая интернализация посредством узловой тарификации (т. е. посредством установления цен на пропускную способность сети с учётом местных перегрузок) и обязательств по самобалансировке. Таким образом, при применении надлежащих мер теоретически возможно создать конкурентоспособную электроэнергетическую систему, в которой проведена полная интернализация всех системных издержек, а совокупные издержки системы минимизированы.

точки зрения общественное признание. Даже если проблемы изменения климата необратимым образом были интегрированы в официальные дискуссии в странах-членах ОЭСР (за редким исключением), выработка конкретной политики по-прежнему может сталкиваться с множеством социальных и «технических» возражений, в частности, в случае мобилизации широкого протеста против новых налоговых мер.¹¹

Распределительные последствия ценового регулирования выбросов углекислого газа можно разделить на два вида. Во-первых, наблюдается явное смещение экономической деятельности от производства с высоким уровнем выбросов углекислого газа к производству с низким уровнем выбросов. В той степени, в какой оно способствует сокращению выбросов углекислого газа, такое смещение как раз является желаемым результатом. Разумеется, электроэнергетический сектор является самым важным сектором, в котором должен наблюдаться подобный сдвиг. Интересно было бы знать, в какой мере такое смещение будет эквивалентным большим потерям тех, кто осуществляет инвестиции в производство электроэнергии, сопровождающееся высоким уровнем выбросов углекислого газа, т. е. в электростанции, использующие ископаемое топливо. Ответ зависит от того, произойдёт ли при введении цен на выбросы углекислого газа передача ренты, связанной с правом осуществлять выбросы парниковых газов, существующим производителям или правительству.

В данном контексте чрезвычайно важно понимать, что является рентой. Рента — это экономическая отдача от ресурса, случайно или с применением силы получаемого от природы бесплатно. Обычно такой ресурс, являющийся источником ренты, не может быть воспроизведён человеческими усилиями. Поскольку выбросы углекислого газа представляют экономическую ценность, а история промышленного развития свидетельствует о том, что это именно так, они генерирует ренту для тех, кто совершает выбросы, или, если последние являются участниками конкурентного рынка, для их клиентов. Другими словами, в энергетическом секторе, использующем ископаемое топливо для производства электроэнергии, все потребители электроэнергии получают выгоду от экологической ренты, связанной с правом бесплатно осуществлять выбросы больших объёмов углекислого газа.

Угроза изменения климата сегодня требует радикального сокращения объёма выбросов. Это означает, что выбросы углекислого газа не могут по-прежнему осуществляться бесплатно. Выбор ценового регулирования выбросов в качестве политического инструмента их сокращения ведёт к двум весьма значимым последствиям.¹² В первую очередь, происходит снижение совокупного объёма экологической ренты, т. е. при прочих равных условиях, электроэнергия становится более дорогостоящей. Второе последствие в большей степени касается политики, а именно: ввиду установления цен на выбросы углекислого газа экологическая рента получает явное денежное выражение и отражается в таком виде в отчётности компаний, производящих выбросы, а также получающих, продающих или покупающих права на осуществление выбросов углекислого газа. Таким образом, ценовое регулирование выбросов углекислого газа становится основной распределительной проблемой.

Введение цены на выбросы углекислого газа, для простоты, скажем, в форме налога, в частности, подразумевает передачу существенного объёма материальных благ, измеряемого миллиардами долларов США, от компаний, осуществляющих выбросы, и их клиентов к правительству и обществу в целом. Некоторые могут только приветствовать такой ход событий. Однако важность данной передачи и разрыва с исторически сложившейся ситуацией, при которой рента, связанная с выбросами углекислого газа, десятилетиями принадлежала сектору ископаемого топлива, чрезвычайно велика. В центре внимания большинства работ, посвящённых ценовому регулированию выбросов углекислого газа, находятся эффекты второстепенной важности, т. е. смещение производства электроэнергии от предприятий, работающих на ископаемом топливе, к низкоуглеродным предприятиям, таким как атомные электростанции, ГЭС и электростанции, использующие возобновляемые ресурсы. Даже если такие эффекты значимы, ограничение анализа только данным аспектом оставляет неохваченными *инфрамаргинальные* воздействия на материальное благополучие и финансовое положение производителей, работающих на ископаемом топливе.¹³ В случае введения налога на выбросы углекислого газа последним придётся не только снизить объём производства, что как раз нормально и необходимо, но также платить за выбросы, касающиеся оставшегося объёма выработки, что представляет собой дополнительную передачу материальных благ, выражающуюся в снижении стоимости компании. Последний, но не менее важный аргумент касается того, что инвесторы потерпят убытки в отношении

11. Дальнейшее обсуждение данных вопросов приводится в публикации ОЭСР/АЯЭ/МЭА/ИТФ (2015), «Выравнивание политики для низкоуглеродной экономики», издательство ОЭСР, Париж.
12. Воздействия альтернативных инструментов, например, технических стандартов, эквивалентны, но проявляются в большей степени косвенным образом. Кроме того, можно продемонстрировать тот факт, что они не приведут к минимизации издержек, несмотря на то что различия с точки зрения эффективности имеют лишь второстепенное значение.
13. Инфрамаргинальная рента касается выгоды от существующих в ограниченном количестве источников ренты для единиц, не относящихся к предельным. Цена на выбросы углекислого газа, уравнивающая в предельном выражении рыночные затраты на электроэнергию, приведёт к снижению совокупного объёма выбросов, которые могло бы произвести предприятие, работающее на ископаемом топливе, и, таким образом, к снижению совокупного объёма его ренты. Оно по-прежнему сможет получать выгоду от оставшегося (инфрамаргинального) объёма выбросов, которые ему разрешено производить. От того, осуществляются ли выбросы бесплатно или облагаются налогом, важным образом зависит благосостояние производителя и его рента.

остаточной стоимости принадлежащих им активов в виде месторождений полезных ископаемых, например, угольных шахт или газовых месторождений.

В рамках торговли квотами на выбросы распределительные последствия значимым образом зависят от того, выдаются ли разрешения бесплатно соразмерно существующему объёму выбросов (на основании «дедушкиной» оговорки), или их необходимо приобретать на аукционных торгах. Выдача квот на основании «дедушкиной» оговорки подразумевает, что большая часть экологической ренты останется у существующих предприятий-источников выбросов. Необходимость приобретать разрешения на выбросы посредством аукционных торгов будет иметь (при условии обеспечения надёжности и надлежащего информирования) те же распределительные последствия, что и налог на выбросы углекислого газа. Воздействия ценового регулирования выбросов на окружающую среду не будут зависеть от указанных вариантов распределения. Данные вопросы будут рассмотрены более подробно ниже при анализе систем торговли квотами на выбросы.

Дополнительным вариантом внедрения в энергетическом секторе ценового регулирования выбросов углекислого газа, нейтрализующего самые серьёзные распределительные последствия, является переход от налогообложения производителей, работающих на ископаемом топливе и осуществляющих выбросы углекислого газа, к субсидированию низкоуглеродных генераторов. Даже при несогласуемости с принципом «платит загрязнитель» данная тактика может быть успешно реализована в случае, если налоговые инструменты окажутся политически неприменимыми. В некоторых штатах США, таких как Коннектикут, Иллинойс, Нью-Джерси, Нью-Йорк, Огайо и Пенсильвания, были введены налоговые льготы на производство с нулевым уровнем выбросов, которые являются одной из форм налоговых льгот на производство на основе ВИЭ, предусмотренных для низкоуглеродных генераторов, в целях поддержки использования ядерной и возобновляемой энергии.

Второе значимое распределительное последствие, обусловленное установлением цен на выбросы углекислого газа, касается компромисса между экономической производительностью в рамках расчёта ВВП и всеобщим благополучием — понятие, которое теперь должно включать дополнительно к ВВП сохранность окружающей среды, т. е. ограничение или отсутствие изменения климата. Данное воздействие должно быть очевидным. Однако его зачастую неправильно понимают даже сторонники внедрения экономических инструментов в целях сокращения выбросов парниковых газов.

При прочих равных условиях, обложение налогом любого вида экономической деятельности приводит к снижению производительности данного вида экономической деятельности. В зависимости от общей налоговой политики и от того, как используются такие поступления, влияние на ВВП может быть положительным или отрицательным. Сложно определить точные воздействия на экономику заранее. Например, в энергетическом секторе замена угольных электростанций, не располагающих системой улавливания, выбрасывающих большие объёмы CO₂, низкоуглеродными атомными электростанциями в качестве самого экономически эффективного низкоуглеродного варианта генерации может привести к незначительному росту совокупных издержек на производство электроэнергии. Однако такие потенциальные убытки более чем компенсируются возрастающим уровнем сохранности окружающей среды посредством предотвращения будущих издержек, связанных с изменением климата, проявляющегося в виде сильных штормов, засух, наводнений, и, соответственно, улучшением всеобщего благополучия.

Если ценовое регулирование выбросов углекислого газа производится в форме налога или продажи разрешений на выбросы на аукционных торгах и соответствующие доходы возвращаются в экономику посредством увеличения государственных расходов или снижения общих налогов, вышеуказанные воздействия на ВВП становятся вторичными и даже могут быть положительными. С точки зрения экономики, нейтральность поступлений на уровне государственного бюджета, т. е. возврат доходов от ценового регулирования выбросов углекислого газа в форме снижения налогов, должна быть неотъемлемой частью любой схемы ценового регулирования выбросов. Следует пресекать любые попытки применения данных поступлений для других важных целей. Несмотря на интуитивную привлекательность, решения, касающиеся инвестиций в средства повышения энергетической эффективности или технологии, использующие новые виды энергии, должны приниматься на основании их собственных достоинств, а ограниченные средства государственного бюджета не должны рассматриваться в качестве дополнительного бесплатного ресурса.

В конечном счёте влияние на эффективность будет зависеть от сравнительных последствий потери производительности в секторах, в которых повышаются налоги на выбросы углекислого газа, и воздействий на секторы, получающие выгоду от снижения других налогов, например налогов на зарплату или корпоративных налогов. Обсуждение нюансов циркуляции выручки выходит за рамки настоящего отчёта.¹⁴ Однако общая идея заключается в том, что, если обеспечение занятости является целью государственной политики, использование ценового регулирования выбросов углекислого газа в качестве дополнительного рычага для снижения отчислений с зарплат является здоровой экономической стратегией.

14. См., например, публикацию ОЭСР/МЭА/АЯЭ/ИТФ (2015) «Выравнивание политики для низкоуглеродной экономики», для ознакомления с актуальным списком литературы по реформе экологического налога.

На уровне отдельной страны ценовое регулирование выбросов углекислого газа предполагает компромисс между секторами, характеризующимися высоким уровнем выбросов углекислого газа, в число которых во многих странах-членах ОЭСР входит сектор производства электроэнергии, и широкими слоями населения, получающими выгоду от снижения рисков изменения климата, сопутствующего улучшению качества воздуха и, в случае соблюдения принципа нейтральности налоговых поступлений, от снижения других налогов. Такие компромиссы существуют не только между различными группами населения в рамках одной страны, но также могут существовать и между несколькими странами. Изменение климата является внешним эффектом мирового масштаба. Несмотря на высокий уровень неопределённости, вероятность того, что введение цены на выбросы углекислого газа в отдельной стране приведёт к небольшому уменьшению её ВВП, действительно мала. Однако если цена на выбросы углекислого газа будет установлена на адекватном уровне, это однозначно приведёт к улучшению всеобщего благосостояния, благодаря глобальному снижению риска изменения климата. Поэтому так важно, чтобы максимально возможное число стран внесло свой вклад в глобальные усилия по сокращению выбросов. Если для данной цели выбирается налог на выбросы углекислого газа, разумеется, каждая страна будет самостоятельно располагать средствами, полученными в результате сбора такого налога.

Однако невозможность полностью оценить выгоду для благосостояния от действий, направленных на сохранение климата, на уровне страны, возможно, является самой главной причиной того, почему странам-членам ОЭСР так сложно внедрить механизм ценового регулирования выбросов углекислого газа в качестве наилучшей политической меры в борьбе с изменением климата. Логичный способ решения проблемы, конечно, заключается в согласовании назначаемых цен на выбросы углекислого газа в рамках региональных или, ещё лучше, глобальных договоров, что гарантирует взаимную выгоду для всех стран. Поскольку объёмы выбросов углекислого газа являются линейной функцией объёмов потребляемого ископаемого топлива, внедрение налогов на выбросы углекислого газа не требует глубочайшей институциональной проработки, и они могут применяться непосредственно к месторождениям топлива. Таким образом, данную меру очень легко реализовать даже в странах, располагающих лишь рудиментарными системами налогообложения, которые будут бороться за получение доходов иными способами.

По причинам, связанным с распределением на внутригосударственном уровне, заключение таких глобальных соглашений следует начать с достаточно низкого уровня цен на выбросы углекислого газа, скажем, с 5 или 10 долларов США за тонну CO₂. Даже если во многих регионах этого будет недостаточно для того, чтобы сделать низкоуглеродные технологии конкурентоспособными по отношению к угольным и газовым электростанциям в энергетическом секторе, такая цена заставит электростанции на ископаемом топливе работать более эффективно. Это также обеспечит правильный стимул для получения легко достижимых результатов посредством технологических изменений и подтолкнёт развитие новых технологий в нужном направлении. В зависимости от региональных цен на газ, даже невысокого налога на выбросы углекислого газа может оказаться достаточно для выбора между производством электроэнергии газовыми или угольными электростанциями. В любом случае налог на выбросы углекислого газа будет способствовать развитию любого низкоуглеродного проекта, внедряемого по другим причинам, например, в целях снижения выбросов на местном и региональном уровне.

Сомнения относительно международной конкурентоспособности и делокализации производств, характеризующихся высоким уровнем выбросов углекислого газа, в страны, где налог на выбросы отсутствует, так называемой парниковой миграции, могут быть разрешены посредством таможенных пошлин, т. е. путём взимания платы за содержащийся углерод при импорте в момент ввоза. Международная система торговли ещё не везде признаёт содержащийся углерод в качестве базы расчёта таможенных пошлин, но, если сокращение выбросов должно осуществляться всерьёз, то либо все страны должны внедрить приблизительно одинаковые цены на выбросы углекислого газа, либо потребуются соответствующие изменения таможенных пошлин на импорт. Изменение климата является внешним эффектом мирового масштаба и необходимо систематически противодействовать «зайцам».

Таким образом, можно создать согласованный экономический сценарий введения налогов на выбросы углекислого газа, который ответит на все сомнения, касающиеся экономической эффективности. Однако негативные распределительные последствия для секторов экономики, отличающихся высоким уровнем выбросов углекислого газа, всё ещё являются значительным препятствием. В этом контексте могут возникать вопросы о долгосрочной устойчивости ценового регулирования выбросов углекислого газа. Чем больше уровень неопределённости в отношении существования цен на выбросы углекислого газа в долгосрочной перспективе, тем слабее их влияние на инвестиции. В то время как эксплуатация (т. е. диспетчерское управление) в энергетическом секторе даёт незамедлительные результаты независимо от применяемых мер стимулирования, инвестиции очень чувствительны в отношении ожидаемого срока действия любой цены на выбросы углекислого газа. Данный аспект добавляется к фактору неопределённости в отношении цен на электроэнергию.

Влияние неопределённости в отношении цен на выбросы углекислого газа на решения инвесторов в низкоуглеродные технологии непосредственным образом зависит от срока службы активов, в которые они совершают капиталовложения. Жизненный цикл атомной электростанции от начала планирования до вывода из эксплуатации составляет 100 лет. Срок эксплуатации, в течение которого уровень цен на выбросы углекислого газа имеет значение, составляет 60 лет или более. Не все периоды будущего жизненного цикла планируемой атомной электростанции имеют одинаковое значение для принятия первоначального решения об инвестициях. В силу того, что предпочтения отдаются настоящим и временным скидкам, уровень доходов в отдалённом будущем имеет меньшее значение, чем доходы в течение лет, более близких к моменту

принятия решения. Это означает, что доходы, ожидаемые от продаж электроэнергии в течение первых 30 или 40 лет эксплуатации, являются решающими при планировании будущих инвестиций. В случае инвестиций в возобновляемые источники энергии рассматриваются более короткие жизненные циклы, однако инвесторам также требуется определить ожидаемый уровень доходов на последующие 20 лет.

Естественно, такие временные рамки намного шире обычного срока существования правительств в странах-членах ОЭСР. За весь срок эксплуатации электростанции произойдёт несколько избирательных циклов, в течение каждого из которых существует риск отмены каких-либо политических мер в области ценового регулирования выбросов углекислого газа, введённых правительством, действовавшим в момент принятия решений об инвестициях. Такая неопределённость снижает экономическую значимость любой цены на выбросы углекислого газа до значений, находящихся ниже уровня средней цены, которую разумно можно ожидать в течение жизненного цикла объекта инвестиций. Это означает, что сторонникам введения ценового регулирования выбросов углекислого газа следует серьёзно задуматься над вопросом гарантии долгосрочной стабильности. Обязывающие международные соглашения, межпартийное согласие или внесение поправок в конституцию — варианты различных степеней строгости. Разумеется, противники введения ценового регулирования выбросов углекислого газа будут использовать любые попытки вмешательства в укоренившиеся структуры политической системы как дополнительный аргумент против *любой* формы ценового регулирования выбросов углекислого газа, как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе. В демократическом обществе решения, касающиеся цен на выбросы углекислого газа и их стабильности во времени, в конечном счёте принимают избиратели, осведомлённые о последствиях своего выбора.

Разумеется, в политике нет ничего действительно постоянного. Тем не менее, изменение климата — это единственная и долгосрочная проблема, медленно и косвенно формирующая восприятие и поведение. Как только изменение климата повлечёт за собой неоспоримые общественные издержки, избиратели и политики захотят решительных действий. Все доступные данные свидетельствуют о том, что такая запоздалая реакция окажется более дорогостоящей и менее эффективной, чем немедленные действия. Как бы то ни было, когда в политике наступит переломный момент, стоит вспомнить о том, что с точки зрения рыночной экономики ценовое регулирование выбросов углекислого газа является самым быстрым и экономически эффективным способом сокращения выбросов.

Торговля квотами на выбросы углекислого газа как альтернатива налогам на выбросы

Торговля квотами на выбросы углекислого газа обладает рядом преимуществ и недостатков по сравнению с простыми налогами на выбросы. Двумя ключевыми преимуществами являются определённость в отношении влияния на окружающую среду, достигаемая посредством определения объёма выбросов в тоннах, и, что более важно, способность регулирования распределения экологической ренты между низкоуглеродными производителями и генераторами, работающими на ископаемом топливе. Если принуждение предприятий-источников выбросов приобретать разрешения имеет распределительные последствия, аналогичные налогу на выбросы углекислого газа, оно приводит к радикальному снижению их ренты и выгод по сравнению с ранее существовавшей ситуацией. Предоставление разрешений бесплатно в меньшей степени снижает ренту предприятий по сравнению с текущим уровнем. Ключевым недостатком торговли квотами на выбросы является её организационная сложность, которая может легко выразиться в недостаточной прозрачности, а нестабильная цена на выбросы углекислого газа, характеризующая торговлю квотами, может повысить уровень неопределённости, с которым сталкиваются инвесторы.

В конечном счёте торговля квотами на выбросы — это инструмент, основывающийся на количественном показателе и определяющий цены, но только косвенным путём. Правительство выбирает адекватный объём разрешений на выбросы, распределяет их между разными предприятиями-источниками выбросов углекислого газа и оставляет за рынком вопрос определения адекватной цены. Важно помнить, что, даже если рыночная цена колеблется в зависимости от различных параметров, определяющих стоимость разрешений на выбросы, таких как спрос на электроэнергию или затраты на снижение уровня выбросов, она никак не влияет на совокупный объём выбросов.

Во многих случаях решающим фактором является объём выбросов, влияющий на окружающую среду. Поддержание концентраций потенциально токсичных загрязняющих веществ в воде или в воздухе ниже уровней пагубного влияния на здоровье и окружающую среду является ключевым аспектом выработки экологической политики. Однако такая логика может оказаться неприменимой к проблемам изменения климата, характеризующимся высокой степенью неопределённости и большими временными промежутками. Как было указано выше, проблема изменения климата должна решаться в среднесрочной динамической перспективе. Достижение точно заданной цели, касающейся годового объёма выбросов в отдельной стране или регионе, оказывает минимальное воздействие на концентрацию CO₂ в атмосфере и на последствия изменения климата. Вместо этого важно направить промышленную структуру производственной системы и, в частности, структуру генерирующих мощностей энергетического сектора по траектории снижения уровня выбросов углекислого газа.

Как уже было отмечено, инвесторы склонны к неприятию риска и их энтузиазм в области инвестиций в низкоуглеродные технологии будет существенным образом зависеть от надёжности оценок, которые они делают в отношении доходов и прибыли. Однако последний показатель значимым образом зависит от стабильности цен на выбросы углекислого газа, в то время как стабильность конкретной национальной или региональной цели представляет ограниченный интерес. Если политическим приоритетом является поддержка инвестиций в низкоуглеродные технологии в целях создания достаточно сильной динамики для развития таких технологий, обеспечение стабильности во времени в отношении цены на выбросы углекислого газа значительно важнее обеспечения стабильности годового объёма выбросов в любой определённой торговой зоне.

Помимо непредсказуемости уровня цен на выбросы углекислого газа, системы торговли квотами на выбросы имеют ещё один недостаток — значительно большая сложность организации и управления процессом по сравнению с простым налогом на выбросы. Необходимо создание бирж, привлечение специализированных трейдеров, переговоры, внедрение и изменение правил распределения разрешений на выбросы; малым и средним предприятиям, желающим участвовать в торгах, потребуются консультации экспертов и так далее. Окончательные результаты будут зависеть как от постоянных политических корректировок и вносимых в правила поправок, так и от спроса или от новых технологических разработок.

Наглядным примером является EU ETS — самая крупная и старейшая в мире система торговли квотами на выбросы углекислого газа. В ноябре 2017 года в Европейском Союзе была принята ещё одна реформа в целях решения проблемы хронически низких цен. В число первоначальных постановлений на 2020–2030 годы входило снижение количества ежегодных квот на выбросы на 2,2 % и увеличение числа разрешений, находящихся в резерве стабильности рынка, т. е. временно изъятых с рынка. Более того, излишние неиспользованные разрешения также могут быть изъяты. Предвосхищение и реализация этих реформ привели к четырёхкратному увеличению цен на выбросы углекислого газа в Европе с приблизительно 5 евро за тонну CO₂ в июне 2017 года до более 20 евро за тонну CO₂ в августе 2018 года. Однако сложность подробных правил и политические сделки между странами-членами ЕС привели к недостатку прозрачности и к значительной степени неопределённости.

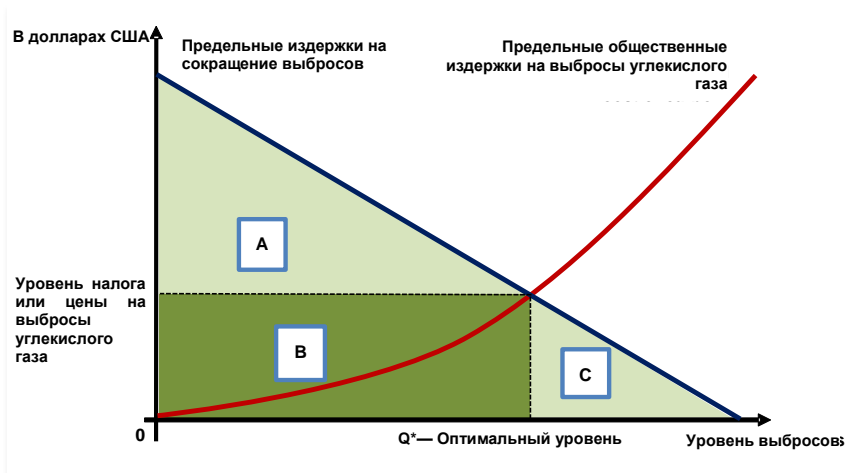
В частности, перенос срока действия разрешений на выбросы с прошедшего на следующий год, так называемый банковский оборот квот на выбросы углекислого газа, всё ещё является проблемой. Несмотря на то, что теоретически такая дополнительная мера обеспечения гибкости должна со временем повысить эффективность системы, на практике она лишь ещё сильнее путает инвесторов и регулирующие органы, поскольку оценка фактического баланса спроса и предложения, требующаяся для выдачи разрешений на выбросы, усложняется. Предложение создать «центральные банки» для квотирования выбросов углекислого газа в целях регулярного управления ценами путём периодического добавления или изъятия с рынка разрешений на выбросы доводит до абсурда логику политического контроля над количественным инструментом для достижения необходимых уровней цен. Рано или поздно придётся сделать выбор между потенциально сложным количественным инструментом, позволяющим ослабить распределительные последствия, и прямым ценовым инструментом в виде налога на выбросы углекислого газа.

Вариантом обеспечения адекватных уровней цены является определение «порогов» и «коридоров», т. е. минимальных уровней цен или ценовых диапазонов. Но такой подход также связан либо с постоянным регулированием количества выпускаемых разрешений, либо с риском спекуляции в отношении пределов цен, которые более не соответствуют основополагающим принципам, регулирующим спрос и предложение. Одним словом, системы торговли квотами на выбросы испытывают трудности в обеспечении предсказуемых цен на выбросы углекислого газа. Таким образом, торговля квотами на выбросы может быть выбрана в качестве предпочитаемой формы ценового регулирования выбросов, только если указанный недостаток будет перевешен большей выгодой.

Главным преимуществом системы торговли квотами на выбросы углекислого газа, которое часто недооценивается, является возможность регулирования распределения экологической ренты, содержащейся в разрешениях на выбросы углекислого газа, между низкоуглеродными производителями, производителями, работающими на ископаемом топливе, и населением, представленным правительством. Такое регулирование может иметь первостепенное значение для политической устойчивости достаточно высокой цены на выбросы углекислого газа, установленной в процессе торговли квотами. Как уже было сказано выше, право на осуществление выбросов углекислого газа имеет экономическую ценность для генерирующих предприятий, работающих на ископаемом топливе, и для их клиентов при любых обстоятельствах. Оно представляет собой экономическую ренту, которая в стандартных, использующихся в учебниках, примерах и в случае отсутствия цен на выбросы углекислого газа становится частью дополнительной выгоды потребителей электроэнергии. Введение налога на выбросы углекислого газа или организация системы торговли квотами на выбросы придаёт указанной ренте денежное выражение, выгода от которого исчисляется миллиардами долларов США. В случае налога или системы торговли квотами, в которой разрешения приобретаются предприятиями-источниками выбросов на аукционных торгах, данная рента извлекается и передаётся от производителей, работающих на ископаемом топливе, и их клиентов правительству.

На графике ниже схематически изображены основные распределительные последствия как в случае введения налога на выбросы углекислого газа, так и в случае создания системы торговли квотами на выбросы. В прогнозируемой ситуации, где уровень выбросов ограничен только тем фактом, что, рано или поздно для предприятий-источников выбросов сжигание дополнительного объема ископаемого топлива больше не будет представлять выгоду, предприятия, осуществляющие выбросы углекислого газа, и их клиенты получают выгоду от совокупной углеродной ренты. Последняя эквивалентна экономическому праву осуществлять выбросы углекислого газа бесплатно и на рис. 71 соответствует сумме областей *A*, *B* и *C*. Введение налога на выбросы углекислого газа сократит экологическую ренту до области *A*, при этом сумма, эквивалентная области *B*, отойдет правительству, которое взимает данный налог. Если в целях упрощения предположить полную информированность и определенность, распределительные последствия введения системы торговли квотами на выбросы, в которой предоставление разрешений осуществляется правительством посредством аукционных торгов, будут строго идентичными. Разница наблюдается в случае систем торговли квотами на выбросы, основывающихся на «дедушкиной» оговорке, в которых разрешения выдаются бесплатно на основании исторических данных о выбросах. В этом случае предприятия-источники выбросов и их клиенты будут получать выгоду от ренты, соответствующей областям *A* и *B*.

Рисунок 71. Сравнение распределительных последствий введения налога на выбросы углекислого газа и систем торговли квотами на выбросы посредством аукционных торгов и на основе «дедушкиной» оговорки



В любом случае область *C* будет потеряна для экономической деятельности. Разумеется, данный убыток окажется более чем компенсирован экологическими, социальными и экономическими выгодами с точки зрения затрат на ущерб, которых удастся избежать благодаря снижению выбросов углекислого газа. Проблема в том, что эти выгоды, вероятно, будут широко распределены, а затраты могут оказаться сконцентрированными в некоторых областях промышленности, скажем, в производстве стали, характеризующемся интенсивным потреблением электроэнергии. С точки зрения политической экономики данная вероятность создаёт мощный стимул для таких предприятий выступать против введения цен на выбросы углекислого газа, в то время как транзакционные издержки мешают широкому большинству потребителей, получающих лишь сравнительно малую выгоду, предпринимать эффективные действия.

Всё усложняется, когда налог на выбросы углекислого газа или торговля квотами на выбросы применяется к энергетическому сектору, где действуют как операторы с высоким уровнем выбросов углекислого газа, так и с низким, и где существует особая структура получения доходов, строящаяся вокруг генерации инфрамаргинальной ренты, которая зависит от разницы в переменных издержках операторов.

В настоящее время Европейская система торговли квотами на выбросы (EU ETS), старейшая и самая известная система торговли, которая также используется в качестве примера в нижеследующем анализе, работает с объемом выбросов, составляющим около 2 млрд тонн CO₂ в год, из которых 1 млрд тонн приходится на энергетический сектор. Для понимания порядка величины ресурсной ренты в денежном

выражении, соответствующей данным цифрам, достаточно умножить их на цену выбросов углекислого газа. Последняя изменялась в пределах от 5 евро в 2005 году в момент создания EU ETS до 20 евро за тонну CO₂.

Полное понимание распределительных последствий введения цен на выбросы углекислого газа для генерирующих предприятий, использующих разные технологии, требует понимания взаимодействий между рынками электроэнергии и рынками выбросов углекислого газа. В случае налога на выбросы углекислого газа ресурсная рента извлекается и передается правительству. Система торговли квотами на выбросы посредством аукционных торгов разрешениями оказывает точно такое же воздействие. Действительно, самая главная разница между налогом на выбросы и системой торговли квотами на выбросы посредством аукционов заключается в предсказуемости цены на выбросы углекислого газа.¹⁵ В обоих случаях производители, использующие ископаемое топливо, включают цену разрешений на выбросы углекислого газа в стоимость МВт·ч электроэнергии. Это приведет к удорожанию электроэнергии, производимой на основе ископаемого топлива, и изменит структуру генерирующих мощностей в сторону использования низкоуглеродных источников, как и планировалось.

Общий объем денежных средств, переходящих от потребителей электроэнергии к правительству, разумеется, будет меньше, чем производство предыдущего объема потребления и налога ввиду перехода на низкоуглеродное производство электроэнергии. В принципе, производители, использующие ископаемое топливо, не несут убытков и не получают прибыли при такой схеме, так как они переносят увеличение издержек на потребителей электроэнергии. Говоря экономическим языком, последние потеряют часть потребительского излишка. Больше всего выигрывают от налогов на выбросы углекислого газа или систем торговли квотами на выбросы низкоуглеродные производители электроэнергии, такие как электростанции, использующие ПВИЭ, ГЭС и АЭС. Поскольку налог приводит к повышению цен на электроэнергию, в то время как издержки на её производство остаются неизменными, низкоуглеродные производители получают *дополнительную ренту* благодаря ценовому регулированию выбросов углекислого газа. Данная рента соответствует реальным дополнительным финансовым доходам, которые отражаются в отчетности компаний в виде дополнительного дохода. В очень долгосрочной перспективе данная рента может исчезнуть вследствие появления новых низкоуглеродных производителей, привлечённых её существованием, и в этом случае рента вернется к потребителям в виде пониженных цен.

Каковы последствия в случаях, когда разрешения на выбросы углекислого газа не приобретаются на торгах, а выдаются бесплатно на основе «дедушкиной» оговорки, т. е. на основании исторических данных о выбросах? Как это ни странно, переход от торгов к бесплатной выдаче квот *не* повлияет ни на низкоуглеродных производителей, ни на потребителей электроэнергии. В частности, цены на электроэнергию останутся прежними. Это также означает, что рента низкоуглеродных производителей, равная разнице между их переменными издержками и ценами, останется прежней. В данном контексте часто задается вопрос: «Как могут цены на электроэнергию оставаться прежними? Почему бесплатная выдача квот на основании исторических данных о выбросах не приводит к снижению цен при том, что разрешения выдаются бесплатно?» Ответ заключается в способе распределения, который не влияет на цены. В той мере, в какой разрешения на выбросы способствуют поддержанию рыночной стоимости выбросов углекислого газа, производители будут учитывать эту стоимость в своих затратах и в ценах *независимо от того, приобрели ли разрешения на торгах или были получены бесплатно*. Экономисты говорят о «принципе альтернативных издержек», т. е. о том, что экономическая ценность любого выбранного действия должна соответствовать экономической ценности альтернативного действия. В противном случае выбор останавливается на последнем. Иными словами, использование квот на выбросы в сфере производства электроэнергии должно приводить к получению экономической выгоды, равной выгоде от продажи тех же квот на рынке выбросов углекислого газа.

Если цены остаются на прежнем уровне, переход от торгов к бесплатной выдаче квот на основании исторических данных о выбросах, тем не менее, приводит к значительному изменению, касающемуся материальных благ, которые получают производители, использующие ископаемые виды топлива, такие как уголь и газ. При бесплатной выдаче квот производители, использующие ископаемое топливо, также получают дополнительную ренту. Это происходит даже несмотря на то, что совокупный объем электроэнергии, вырабатываемой на основе ископаемого топлива, сокращается, так как уровень соответствующих переменных издержек, учитываемых в ценах на электроэнергию, возрастает. В то же время такое увеличение переменных затрат уже было компенсировано вследствие получения бесплатных разрешений на выбросы. В то время как потребители платят более высокую цену, увеличения совокупных издержек практически не произошло. Таким образом, производители, использующие ископаемое топливо, как и низкоуглеродные производители, получают выгоду от более высоких цен за каждый проданный МВт·ч, а при бесплатной выдаче квот их годовые издержки на производство электроэнергии не изменяются. Поэтому программа бесплатных квот на основании исторических данных о выбросах может оказаться провокационной в политическом отношении. Таким образом, реальный дополнительный доход производителей поступает от потребителей электроэнергии. Нет

15. В условиях определённости обе меры оказывают одинаковые воздействия. В условиях неопределённости торговля квотами на выбросы позволяет установить фиксированный объем выбросов вместо цен. Ответ на вопрос о том, что важнее — гарантированные объёмы или цены — кажется совершенно очевидным: большинство экспертов владеет информацией о текущих ценах на выбросы углекислого газа и имеет мнение о надлежащем уровне цен. На самом деле, для большинства экспертов окажется затруднительным указать объём выбросов, с которым фактически работает EU ETS или любая другая система торговли квотами.

необходимости говорить о том, что производители, использующие газ или уголь, понесут значительные потери при переходе от бесплатной выдачи квот к системе аукционных торгов. В то время как цены на электроэнергию останутся прежними, издержки электростанций, работающих на ископаемом топливе, возрастут вместе с сопутствующими потерями в уровне доходов от ресурсной ренты.¹⁶

В зависимости от конкретных обстоятельств схема торговли квотами на выбросы с бесплатной выдачей разрешений на основании исторических данных о выбросах может привести к тому, что производители, использующие ископаемое топливо, окажутся в лучшем положении, чем ранее. Объём вырабатываемой электроэнергии снизится, но бесплатно полученные квоты являются рентой, из которой они будут извлекать финансовую выгоду независимо от производства. Особенно производители, характеризующиеся низким уровнем эффективности и высоким уровнем издержек, могут предпочесть продажу своих разрешений выработке электроэнергии для рынка. Такие сдвиги также происходят внутри затрагиваемых компаний. Потери при производстве, таким образом, в определённых пределах компенсируются приростом капитала. Поэтому выдача квот на основании исторических данных о выбросах функционирует как субсидирование капитальных затрат.

Положение низкоуглеродных производителей улучшится в любом случае, независимо от того, будут ли квоты на выбросы распределяться посредством аукционных торгов или выдаваться бесплатно. В Европе, с момента создания системы EU ETS в 2005 году до перехода от бесплатной выдачи квот на аукционные торги в 2012 году, низкоуглеродные генераторы и производители, использующие ископаемое топливо, получили значительную ренту, связанную с выбросами углекислого газа. По сравнению с ситуацией, существовавшей до появления EU ETS в 2005 году, европейские производители электроэнергии зарабатывали почти 20 млрд евро в год в виде дополнительной ренты вследствие существования цен на выбросы углекислого газа и системы бесплатной выдачи квот на основании исторических данных о выбросах (см. работу Кеплера и Крюсьяни (*Kepler and Cruciani*), 2010). Многие обозреватели считали, что большая часть непредвиденной прибыли в период до 2012 года была растрчена по причине сочетания мании слияний и поглощений на европейском уровне и неразумных иностранных инвестиций. Не коснувшись атомной энергетики и гидроэнергетики, переход на аукционные торги обошёлся европейским производителям, использующим уголь, более чем в 7 млрд евро в год, а производителям, использующим газ, более чем в 3 млрд евро в год. Эти цифры были бы значительно более высокими, если бы после 2012 года не произошёл обвал цен на выбросы углекислого газа, частично обусловленный завышенным прогнозом спроса на электроэнергию. Начиная с 2013 года, после резкого падения цен на выбросы углекислого газа вслед за переходом от бесплатной выдачи квот к системе аукционных торгов, влияние пониженной ренты в отношении низкоуглеродных производителей было перевешено массовым снижением цен на электроэнергию ввиду растущего влияния переменчивых возобновляемых источников энергии.

Тот факт, что производители, использующие ископаемое топливо, имеют финансовую выгоду в условиях, когда торговля квотами на выбросы сочетается с бесплатным выделением разрешений, сделал многих заинтересованных лиц, экспертов и политиков противниками бесплатной выдачи квот на основании исторических данных о выбросах. Противоречие с непосредственным применением принципа «платит загрязнитель» является дополнительным фактором. Несмотря на то, что такую реакцию можно понять, она мешает установлению более значимых цен на выбросы углекислого газа, по сравнению с теми, которые применяются в существующих системах торговли квотами на выбросы, и препятствует более быстрому преобразованию электроэнергетического сектора стран-членов ОЭСР, а также более существенному сокращению выбросов углекислого газа в электроэнергетическом секторе. Существующий в настоящее время компромисс с точки зрения политической экономики в странах-членах ОЭСР заключается в сочетании аукционных торгов с чрезмерно щедрым выделением разрешений на выбросы углекислого газа. До 2018 года объём ежегодных разрешённых выбросов в электроэнергетическом секторе Европейского Союза *превышал* объём фактических выбросов. Единственная причина, по которой цены не упали до нуля, это то, что банковский оборот квот на выбросы обеспечивает потенциал будущего применения, когда выделение разрешений может сократиться. В недавнем отчёте двух исследовательских организаций по климатической политике, *Agora Energiewende* и *Sandbag UK*, были сделаны следующие выводы:

Несмотря на увеличение объёма выбросов в EU ETS в 2017 году, максимальный уровень выбросов, предусматриваемый EU ETS, всё ещё на 9 % выше объёма фактических выбросов... С начала третьего этапа функционирования EU ETS, начавшегося в 2013 году, каждый год максимальный предусматриваемый уровень выбросов оказывался на 9–11 % выше фактического объёма выбросов. Это свидетельствует о том, что исходные расчёты, выполненные комиссиями ЕС в 2007 году, когда были предложены правила третьего этапа функционирования системы EU ETS, содержали фундаментальные ошибки, что привело к выпуску слишком большого числа разрешений для энергетического сектора и для энергоёмких секторов. Последствием вышеуказанного является то, что система «квотирования и торговли» в ЕС фактически не осуществляет действительного

16. Необходимо напомнить, что данный анализ основывается на существующей структуре генерирующих мощностей. В долгосрочной перспективе, согласно экономической теории, все ренты исчезнут с появлением в промышленности новых конкурентов и прибыль всех производителей, как низкоуглеродных, так и тех, кто использует ископаемые ресурсы, будет равна нулю.

квотирования — в EU ETS попросту нет дефицита... совокупный избыток EU ETS сегодня составляет более 3,3 млрд тонн CO₂, что почти в два раза больше объёма ежегодных выбросов во всей системе торговли квотами на выбросы ЕС. (Agora и Sandbag, 2018)

Недавняя реформа системы, которая вступит в действие в 2019 году, задаёт правильное направление, но вряд ли приведёт к решающим изменениям. Доводы политиков можно понять: во многих странах-членах ОЭСР производители электроэнергии, использующие ископаемое топливо, до сих пор обеспечивают занятость и приносят доход. Региональная концентрация добычи как каменного, так и бурого угля способствует усилению политического влияния данной отрасли. Указанные факты придётся принимать во внимание любому лицу, ответственному за принятие решений. Существующий в настоящий момент компромисс — полная продажа разрешений на выбросы в энергетическом секторе и чрезмерно щедрое выделение квот ради сохранения низких цен на выбросы углекислого газа — как бы то ни было, достигается в ущерб сохранности окружающей среды и откладывает начало серьёзного перехода к низкоуглеродной энергетике.

Лучшей с точки зрения экологии и экономики альтернативой, в частности, в динамической перспективе, были бы действия в противоположном направлении, т. е. возврат к бесплатной выдаче квот на основании исторических данных о выбросах, имевшей место в EU ETS до 2012 года, в сочетании со значительным сокращением общего числа разрешений на осуществление выбросов. Вероятнее всего, такой компромисс был бы приемлем в странах, где угольные и газовые электростанции имеют значительную долю в структуре генерирующих мощностей, среди которых в масштабах Европы можно назвать Германию и Польшу. Если бы часть экологической ренты осталась у инвесторов в электростанции, работающие на ископаемом топливе, открылся бы путь к значительному увеличению цены на выбросы углекислого газа и, поскольку она незамедлительно учитывается в переменных издержках производителей, использующих ископаемое топливо, также и к повышению цены на электроэнергию. Указанное имело бы пять явно выраженных эффектов:

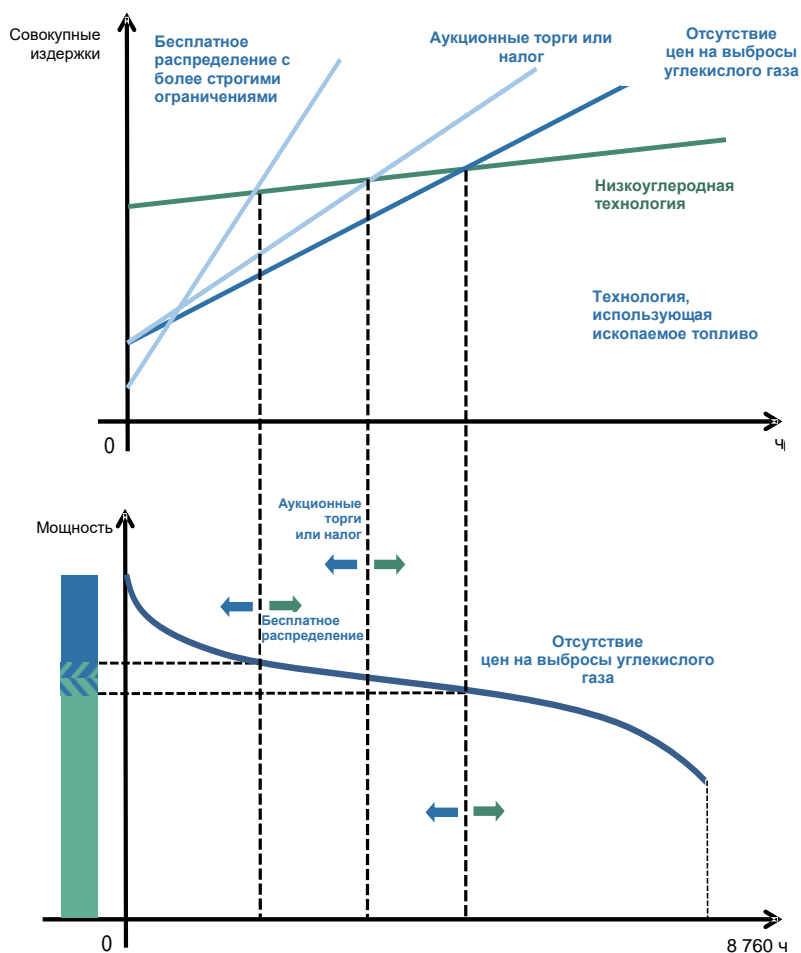
1. Вследствие значительного снижения предусмотренного объёма выбросов цена на выбросы углекислого газа возросла бы и процесс декарбонизации ускорился в связи с увеличением доли технологий низкоуглеродной выработки электроэнергии в структуре генерирующих мощностей и с уменьшением доли производства на основе ископаемого топлива. Если бы часть экологической ренты осталась у производителей, работающих на ископаемом топливе, это не помешало бы такой перестройке, так как переменные издержки на производство электроэнергии, получаемой с использованием ископаемого топлива, продолжали бы расти ввиду более высоких цен на выбросы углекислого газа, в то время как переменные издержки на низкоуглеродное производство электроэнергии остались бы на прежнем уровне. Относительные доли технологий определяются в результате конкуренции, основанной на переменных издержках (связь между относительными долями и механизмами распределения отображена ниже на рис. 72).
2. С ростом цен на выбросы углекислого газа увеличилась бы и экологическая рента *обоих* типов производителей, как низкоуглеродных генераторов, так и использующих ископаемое топливо. Такая рента оплачивалась бы действующим операторам в форме ежегодного единовременного перевода суммы, получение которой происходило бы в момент распределения разрешений на осуществление выбросов. Фактически данная схема представляет собой годовое субсидирование капитала. Принимая во внимание сложную ситуацию, в которой находятся производители электроэнергии во всём мире ввиду низких цен вследствие внедрения ПВИЭ с нулевым уровнем предельных издержек, такая рента была бы желанным вкладом в их финансовую стабильность. Как ни странно, такое субсидирование капитала в отношении как низкоуглеродных генераторов, так и производителей, использующих ископаемое топливо, не повлияло бы на распределение нагрузки между ними. Генерирующие компании, применяющие ископаемое топливо, оставались бы на рынке в течение более длительного периода, чем в любом другом случае, поскольку их постоянные издержки на эксплуатацию были бы полностью компенсированы. Благодаря ренте, связанной с выбросами углекислого газа, объём инвестиций в производство электроэнергии на основе ископаемого топлива был бы большим по сравнению с другими сценариями, однако, как ни парадоксально, при таком незначительном увеличении объёма мощностей не производилось бы больше электроэнергии, чем при введении налога на выбросы углекислого газа или системы аукционных торгов (см. рис. 72).¹⁷
3. Субсидирование капитала, предполагаемое бесплатным распределением разрешений на выбросы, может восприниматься как плата за мощность, которая позволила бы генерирующим предприятиям оставаться на рынке, даже если количество часов их фактического производства электроэнергии не покрывало бы постоянных издержек на эксплуатацию (также см. раздел 4.4).
4. В более полной динамической перспективе увеличение разницы между стоимостью электроэнергии, вырабатываемой на основе ископаемого топлива, и стоимостью электроэнергии, производимой низкоуглеродными генераторами, под влиянием высокой цены на выбросы углекислого газа

17. Такие второстепенные потери экономической эффективности подтверждают, что лучшим с экономической точки зрения вариантом решения проблемы остаётся налог на выбросы углекислого газа или система торговли квотами на выбросы посредством аукционных торгов. Однако в более широком плане политическая и экономическая устойчивость, обеспечиваемая бесплатным выделением квот на основании исторических данных о выбросах, обещает получение больших совокупных преимуществ, по крайней мере, в существующей ситуации.

представляет собой явный сигнал к развитию технологий, позволяющих производителям, работающим на ископаемом топливе, снизить объем выбросов или низкоуглеродным генераторам повысить свою конкурентоспособность.

5. Принимая во внимание столь широко распределённые выгоды, кто проиграл бы от перехода к бесплатному выделению разрешений на выбросы, сопровождающемуся значительным сокращением их совокупного объёма? Переход от торгов к бесплатной выдаче квот на основании исторических данных о выбросах подразумевает, что правительство перестало бы получать ренту в денежном выражении от квот на выбросы углекислого газа. В контексте EU ETS, где выделяемые для электроэнергетического сектора квоты составляют приблизительно один миллиард тонн, что соответствует пяти–десяти млрд евро — это существенная сумма, однако она является лишь небольшой долей совокупных государственных поступлений в масштабах Европы. Другими «проигравшими» при *любой* форме ценового регулирования выбросов углекислого газа являются потребители электроэнергии. Установление цен на выбросы углекислого газа, как в виде налога, так и в виде системы торговли квотами на выбросы, независимо от того, будут ли разрешения продаваться на аукционах или выдаваться бесплатно, приведёт к росту цен на электроэнергию. Таким образом, на потребителей воздействует не переход от аукционных торгов к бесплатной выдаче квот на основании исторических данных о выбросах, а ограничение числа разрешений и, как результат, рост цен на выбросы углекислого газа, что, в конце концов, является желаемым и неизбежным побочным эффектом сокращения выбросов углекислого газа. Поскольку все избиратели являются потребителями электроэнергии и жертвами изменения климата, политическая честность требует максимально убедительного разъяснения необходимости таких компромиссов.

Рисунок 72. Влияние перехода от торгов к выдаче квот на основании исторических данных о выбросах на соответствующие доли низкоуглеродной генерации и производства электроэнергии на основе ископаемого топлива



Подводя итоги, можно сказать, что ценовое регулирование выбросов углекислого газа, характеризующееся надёжностью в долгосрочной перспективе, как в форме налога, так и в форме системы торговли квотами на выбросы, остаётся наилучшей мерой обеспечения декарбонизации как энергетического сектора, так и более широких сфер экономики. Несмотря на то, что установление цен на выбросы углекислого газа неизбежно приведёт к росту цен на электроэнергию и, соответственно, к снижению дополнительной выгоды потребителей электроэнергии, другие распределительные последствия могут быть смягчены посредством применения адекватного распределительного механизма. В то время как налог на выбросы углекислого газа обеспечивает стабильность, бесплатное выделение части или всех разрешений в рамках системы торговли квотами на выбросы может обеспечить поддержку ценового регулирования выбросов углекислого газа со стороны производителей, применяющих ископаемое топливо, и их контрагентов в течение переходного периода. Конкурентоспособность низкоуглеродных генераторов, таких как предприятия, использующие атомную энергию, гидроэнергию или возобновляемые ресурсы, возрастет независимо от применяемой формы ценового регулирования выбросов углекислого газа.

4.4. Компенсация мощностей, предусматривающих возможность диспетчерского управления, на рынках с высокой долей ПВИЭ и другие дополнительные меры

Способность производить электроэнергию, не выбрасывая при этом парниковых газов, — жизненно важное качество любой технологии генерации электроэнергии, которая стремится стать частью надёжного будущего энергетики. Однако оно не единственное. Способность поставлять электроэнергию надёжным и предсказуемым образом в любой момент, когда этого пожелает потребитель, — другое важное качество. Возможность диспетчерского управления — ключевой компонент надёжности электроснабжения. В частности, в данном контексте важна готовность к обеспечению электроэнергией в часы пикового спроса во всех

географических областях. В то время как низкоуглеродная генерация и возможность диспетчерского управления являются двумя наиболее важными характеристиками любой технологии выработки электроэнергии, к ним можно добавить ещё и третью: манёвренность, т. е. способность посредством диспетчерского управления увеличивать или уменьшать нагрузку в течение разных временных интервалов, в частности, незамедлительно вслед за получением соответствующего требования. Помимо циклической эксплуатации электростанций, предусматривающих возможность диспетчерского управления, меры по обеспечению манёвренности включают перераспределение электроэнергии в системы передачи и распределения, хранение, регулирование спроса или сокращение генерации ПВИЭ. Особая подгруппа мер по обеспечению манёвренности часто называется системными услугами и включает в себя все формы мгновенного регулирования мощности, что позволяет системному оператору стабилизировать частоту и поддерживать постоянный уровень напряжения. Кроме того, тяжёлые вращающиеся массы, связанные с крупногабаритными турбинами, используемыми в производстве, предусматривающем возможность диспетчерского управления, обеспечивают физическую инерцию, гарантирующую стабильность частоты электроэнергетической системы.

Важность обеспечения достаточных объёмов гарантированной мощности в любое время всё большим образом возрастает на рынках электроэнергии практически всех стран-членов ОЭСР. Ввиду притока больших объёмов электроэнергии, производимой переменчивыми возобновляемыми источниками энергии, который выразился в снижении цен на электроэнергию, экономические показатели традиционных генераторов, предусматривающих возможность диспетчерского управления, таких как атомные, угольные и газовые электростанции, существенно ухудшились. Генерирующие предприятия, характеризующиеся самым высоким уровнем переменных издержек, оказались самыми уязвимыми и за последние пять лет газовые электростанции потеряли свои позиции на ключевых рынках европейских стран, таких как Франция, Германия и Великобритания. Большой уровень стабильности наблюдается в отношении газовых электростанций в США вследствие низкой стоимости сланцевого газа и в Японии ввиду необходимости компенсировать выработку электроэнергии атомных электростанций, эксплуатация которых была приостановлена в ожидании анализа безопасности и государственного разрешения на возобновление работы после аварии на АЭС Фукусима-1.

Существующие электростанции будут закрыты и законсервированы, если их текущие доходы не позволяют компенсировать постоянные издержки на эксплуатацию и техническое обслуживание, т. е. затраты на персонал, обеспечивающий эксплуатацию электростанции и поддерживающий её в рабочем состоянии. Если создание стимулов для существующих электростанций оставаться на рынке — непростая задача, проблема привлечения инвестиций в новые мощности подразумевает ещё большие сложности. За исключением газовых электростанций в США условия на рынках электроэнергии в странах-членах ОЭСР таковы, что финансирование новых мощностей исключительно на основании оптовых рыночных цен больше невозможно. Сооружение новых мощностей в таких секторах как атомная энергетика или энергетика на основе ПВИЭ, осуществляется там, где обеспечиваются гарантированные доходы в виде регулируемых тарифов, контрактов на разницу цен, налоговых льгот на производство на основе ВИЭ или сочетания разных механизмов поддержки.

Действующие сегодня низкие цены на оптовых рынках электроэнергии повсеместно закрепляются вследствие притока переменчивых возобновляемых источников энергии, таких как ветровая и фотоэлектрическая солнечная энергия с нулевым уровнем предельных издержек.¹⁸ На североамериканских рынках снижению цен также способствует низкая стоимость сланцевого газа. Однако не все трудности, касающиеся инвестиций в генерирующие мощности, связаны с возобновляемыми источниками энергии или со сланцевым газом. Эти относительно новые варианты производства электроэнергии только усугубляют проблему, свойственную либерализованному энергетическим рынкам и часто называемую «проблемой упущенных денег». Поскольку один МВт·ч электроэнергии, попавший в сеть, невозможно отличить и, следовательно, отделить от других МВт·ч, в результате конкуренции поддерживается ситуация, при которой в любое время цены равны краткосрочным переменным издержкам предельной технологии. Если спрос действительно полностью удовлетворяется в любое время, это означает, что предельная технология, т. е. технология, характеризующаяся самым высоким уровнем переменных издержек, никогда не получит больше доходов, чем доходы, равные её переменным издержкам.

Разумеется, технологии с более низким уровнем переменных издержек, такие как атомная энергетика и энергетика, использующая возобновляемые ресурсы, получают инфрамаргинальную ренту в виде разницы между ценой и их переменными издержками, которая используется для финансирования большей доли их постоянных издержек. Цены на электроэнергию, естественно, определяются технологией, характеризующейся самым высоким уровнем переменных издержек, которой обычно является газовая энергетика. Тем не менее, доходы для покрытия постоянных инвестиционных издержек предельной технологии, а также доли инвестиционных издержек всех остальных технологий, имеющих в структуре генерирующих мощностей, в таком случае будут отсутствовать. Проблемы инвестиций по-прежнему присущи

18. Последние также приводят к искажению схем торговли электроэнергией, так как большие объёмы дешёвой электроэнергии проходят через объединённые посредством межсистемных связей национальные системы в часы усиленной генерации ветряных или фотоэлектрических солнечных электростанций. До сих пор нерыночное финансирование ПВИЭ не рассматривалось в рамках правил ВТО как субсидирование экспорта. Тем не менее, без всякого сомнения, внутренние производители в странах-импортёрах испытывают на себе снижение как факторов нагрузки, так и цен.

рынкам электроэнергии или, на самом деле, всем рынкам недифференцируемых и не подлежащих хранению товаров.

Согласно экономической науке, в такой ситуации производители электроэнергии больше не будут инвестировать до такой степени, при которой спрос окажется покрытым в любое время, а будут оставлять некоторую долю спроса в пиковые часы неудовлетворённой. В часы дефицита, среднегодовое количество которых измеряется однозначным числом, тот факт, что некоторые потребители окажутся необслуженными, позволит резко поднять цены на электроэнергию до значения, равного готовности платить последнего потребителя. Соответствующая цена называется стоимостью недоотпуска электроэнергии (СНЭ) и измеряется тысячами долларов США или евро. Можно продемонстрировать тот факт, что избыточного дохода, получаемого в эти часы, будет достаточно для финансирования постоянных издержек технологии, имеющей самый низкий уровень капитальных затрат и самый высокий уровень переменных издержек, которая по определению является предельным поставщиком электроэнергии в часы пикового спроса.

Несмотря на то, что теоретически применение ценообразования на основе СНЭ кажется экономически эффективным при определённом числе допущений, ни потребителям, ни политикам не нравится идея «часов дефицита» с резким увеличением цен до колоссальных уровней и частично неудовлетворённого спроса без планового сброса нагрузки в достаточном объёме. Возобновляемые источники энергии, характеризующиеся очень низким уровнем переменных издержек, ещё больше усугубляют уже знакомую проблему выравнивания затрат и цен на электроэнергию. Вследствие высокого уровня изменчивости цен, которая подразумевается в часы дефицита, ценообразование на основе СНЭ также увеличивает среднюю ставку доходности капитала, требуемую инвесторами, что ещё больше ограничивает инвестиции в мощности при любой определённой цене на электроэнергию.

Таблица 15. Механизмы платы за мощность в Европе и в США

Страна	Механизмы платы за мощность (МПМ)
Бельгия	Стратегический резерв (2014 г.); планируется введение платы за мощность
Финляндия	Стратегический резерв
Франция	Обязательства по обеспечению мощности (2016 – 2017 гг.)
Германия	На рассмотрении
Греция	Плата за мощность
Ирландия	Плата за мощность
Италия	Плата за мощность (2015-2017 гг.); обеспечение надёжности на 2018 г. и далее
Польша	На рассмотрении
Португалия	Плата за мощность с 2010 по 2012 гг.; в настоящий момент приостановлена
Россия	Плата за мощность (в рамках долгосрочных контрактов) в случае новых мощностей и аукционы мощности в случае существующих мощностей
Испания	Плата за мощность
Швеция	Стратегический резерв
Великобритания	Северная Ирландия: плата за мощность Остальная часть Великобритании: аукционы мощности — первые торги в 2014 г. для предоставления мощности в 2018 г.
США	Аукционы мощности в случае четырёх независимых операторов системы: PJM, NYISO, ISO-NE и MISO

Источник: Timera Energy (2015).

Неудивительно, что, как следствие, многие страны ввели схемы поддержки инвестиций в обеспечение мощности, называемые механизмами платы за мощность (обзор приводится в табл. 15). Дальнейшие исследования также показали, что подсознательное неприятие часов дефицита потребителями и политиками обосновано здравыми экономическими доводами. Внешние эффекты, касающиеся надёжности поставок, неравномерность инвестиций в производство электроэнергии и неприятие риска инвесторами, сталкивающимися с высокими, но редко появляющимися ценами пиковой нагрузки, — всё это создает

ситуацию, при которой оптимальный с частной точки зрения уровень обеспечения мощности находится ниже уровня, являющегося оптимальным с социальной точки зрения (также см. работу Кеплера, 2017).

Механизмы платы за мощность, таким образом, обеспечивают дополнительные доходы для традиционных мощностей, предусматривающих возможность диспетчерского управления, в том числе для газовых, угольных и атомных электростанций. Однако при правильной организации, например, посредством требования от распределительных компаний выполнять свои обязательства по обеспечению уровня мощности в любое время, они также стимулируют хранение и регулирование спроса, т. е. добровольное снижение потребления электроэнергии в часы пикового спроса, что может снизить напряжённость на рынках электроэнергии в пиковые часы. Адекватный уровень такой платы за мощность в первую очередь зависит от уровня постоянных издержек технологии, способной решить проблему обеспечения мощности на самом пределе, так называемой стоимости строительства новой генерирующей мощности (*cost-of-new-entry*, (CONE)). Однако данный показатель является функцией взаимозависимости потребностей в мощности конкретной страны и доступных технологий. Например, во Франции проблема с обеспечением мощности может возникнуть только в течение нескольких часов в условиях особо холодной зимы, и она может быть решена посредством регулирования спроса. В Германии, где используется большое число ветряных и солнечных электростанций, дополнительная мощность может потребоваться в течение сотен часов в год, соответственно, проблема даже если планируется, что она будет приносить доход от продажи электроэнергии на рынке только в часы чрезвычайно высокого спроса. В таком случае оплате подлежат все мощности, предусматривающие возможность диспетчерского управления, способные взять на себя обязательство о готовности к работе в часы пикового спроса, в том числе, угольные и атомные электростанции. Однако исключительно в целях сравнения необходимо напомнить, что одного только дохода, связанного с указанным обязательством, составляющего 1 000 долларов США за кВт в течение 40 лет, будет недостаточно для строительства новых атомных мощностей. Нет необходимости говорить о том, что такой дополнительный доход будет крайне ценным.¹⁹ Учёт инвестиционного риска только усиливает такие относительные воздействия. Чем ниже уровень капитальных затрат, тем существеннее влияние платы за мощность и тем значительнее снижение инвестиционного риска.

В качестве примера, постоянные издержки новой газовой турбины с открытым циклом, используемой для производства электроэнергии в течение нескольких десятков часов пикового спроса, составляют около 1 000 долларов США за кВт. Жизненный цикл такой установки составляет 20 лет и, соответственно, годовая оплата, равная 50 долларам США за кВт без учёта скидок, стимулирует внедрение новой единицы газовой мощности, даже если планируется, что она будет приносить доход от продажи электроэнергии на рынке только в часы чрезвычайно высокого спроса. В таком случае оплате подлежат все мощности, предусматривающие возможность диспетчерского управления, способные взять на себя обязательство о готовности к работе в часы пикового спроса, в том числе, угольные и атомные электростанции. Однако исключительно в целях сравнения необходимо напомнить, что одного только дохода, связанного с указанным обязательством, составляющего 1 000 долларов США за кВт в течение 40 лет, будет недостаточно для строительства новых атомных мощностей. Нет необходимости говорить о том, что такой дополнительный доход будет крайне ценным.¹⁹ Учёт инвестиционного риска только усиливает такие относительные воздействия. Чем ниже уровень капитальных затрат, тем существеннее влияние платы за мощность и тем значительнее снижение инвестиционного риска.

Существует несколько механизмов, позволяющих управлять поддержкой обеспечения мощности. Каждый из них требует двух предварительных определяющих действий со стороны системного оператора, который может быть сетевой компанией или независимым системным оператором. Первым шагом является определение требуемого объёма мощности, включающего периоды чрезвычайно высокого спроса. Второй шаг — сертификация существующих генерирующих мощностей или ресурсов регулирования спроса на готовность и надёжность перед допуском к участию в системе платы за мощность. По завершении предварительных действий в число доступных механизмов входят:

- **Форвардные рынки надёжности** — инструменты, предпочитаемые теоретиками. Они представляют собой форвардные аукционные торги, на которых поставщики и распределительные компании обязаны покрывать пиковый спрос посредством покупки прав заимствования или опционов на покупку физической мощности, предлагаемой производителями.
- **Фиксированная плата за резервирование мощности** представляет собой простые административно установленные надбавки к ценам на электроэнергию, доступные для всех производителей. Данный механизм платы прозрачен и прост в обращении, однако он не даёт гарантии достижения желаемого объёма мощности.

19. Схожие доводы касаются покрытия постоянных издержек на ЭИТО для предотвращения ухода с рынка существующих мощностей.

- **Стратегические резервы** подразумевают определённый объем мощности, которая не участвует на рынке, но используется системным оператором в часы дефицита при чётко определённых условиях. Стратегические резервы также отличаются простотой управления и прозрачностью, однако они приводят скорее к смещению, нежели к разрешению инвестиционных проблем. Частные инвесторы действительно учитывают добавление мощности посредством использования резервов в часы дефицита и, следовательно, ещё больше ограничивают объём финансируемых рынком мощностей.
- **«Зелёные» тарифы, надбавки к рыночной цене на электроэнергию, соглашения о поставках электроэнергии и контракты на разницу цен** являются формой долгосрочных контрактов на поставку электроэнергии, гарантирующих цену, соответствующую уровню средних издержек, в которой учитываются издержки на обеспечение мощности. В то же время, поскольку они также предусматривают оплату энергии, остаётся смысловой вопрос о том, являются ли такие схемы исключительно механизмами платы за мощность. Независимо от определений, они представляют собой важный инструмент для обеспечения адекватных объёмов мощностей, предусматривающих возможность диспетчерского управления. Предоставляемая ими определённость крайне привлекательна для низкоуглеродных технологий, которые, в силу высокого уровня постоянных издержек, в иных обстоятельствах находились бы в неблагоприятных условиях на рынках электроэнергии с изменчивыми ценами (подробно тема рассматривается в исследовании «Сооружение новых атомных электростанций. Аспекты финансирования и управления строительством» (*Nuclear New Build: Insight into Financing and Project Management*)).

Таким образом, в принципе, политики располагают арсеналом мер для разрешения вопросов, касающихся обеспечения мощности. В то же время механизмы платы за мощность не могут служить универсальным решением. В первую очередь, они дорого обходятся потребителям. С точки зрения чистой теории наилучшим решением проблемы являются чисто энергетические рынки, основанные на дефицитном ценообразовании. Даже если, что возможно, потребители согласны платить надбавку за преимущество повышенного уровня гарантии, неоспорим тот факт, что обеспечение более высоких уровней надёжности поставок сопряжено с издержками.

Механизмы платы за мощность представляют собой сложные системы, нуждающиеся в постоянных поправках в зависимости от структуры генерирующих мощностей конкретной страны, кривой нагрузки и развития электроэнергетической системы. В частности, развитие краткосрочных рынков для обеспечения манёвренности, т. е. балансирующих и внутрисуточных рынков, будет взаимодействовать с развитием рынков мощности. Однажды растущая конкурентоспособность технологий хранения энергии или массовое распространение механизмов управления спросом в ответ на ценовые сигналы краткосрочных оптовых рынков может превратить электроэнергию в складываемый в определённой степени товар. В очень долгосрочной перспективе это может означать, что вопрос мощности канет в Лету. Однако до того, как наступит такая ситуация, пройдёт ещё много лет. В среднесрочной и краткосрочной перспективе механизмы платы за мощность необходимы для обеспечения адекватного уровня инвестиций и широко используются прагматичным образом. Установление стабильной концептуальной основы представляется сложной задачей, поскольку проблемы, связанные с обеспечением мощности, зависят от большого количества быстро изменяющихся параметров.

Два вопроса первостепенной важности, обсуждаемые сегодня экспертами рынков электроэнергии: должны ли механизмы платы за мощность распространяться лишь на определённые технологии, т. е. на низкоуглеродные технологии, и следует ли допускать и даже поощрять межгосударственное участие в механизмах платы за мощность соседних регионов. В отношении первого вопроса, экономическая теория правомерно настаивает на применении отдельной политической меры для каждой политической задачи, которая позволяет решить её наилучшим образом при наименьших затратах. В принципе, такой подход может означать введение налога на выбросы углекислого газа для сокращения объёма выбросов и использование механизма платы за мощность без каких-либо дополнительных условий для обеспечения высоких уровней надёжности поставок. Инвесторы, сосредоточенные на получении максимальной выгоды, выберут тот вариант решения проблемы, который предполагает наименьший уровень издержек. В то же время, в политической обстановке, когда применение таких наиболее адекватных решений, как введение налога на выбросы углекислого газа, является стратегически малопривлекательным, разумно использовать любую возможность поддержки развития альтернативных низкоуглеродных технологий. Дело в том, что технологии, которые имеют больше всего шансов выиграть от применения механизмов платы за мощность, — это технологии, характеризующиеся низким уровнем постоянных издержек, такие как газовые турбины с открытым циклом или дизельные генераторы, которые в обоих случаях отличаются сравнительно высокими объёмами выбросов CO₂. В таком случае ориентация на низкоуглеродные технологии, предусматривающие возможность диспетчерского управления, такие как гидроэнергетика и атомная энергетика, при использовании механизмов платы за мощность будет вторым по очереди оптимальным вариантом решения проблемы. В идеале, такие наиболее адекватные варианты решения проблемы, как неограниченные механизмы платы за мощность и ценовое регулирование выбросов углекислого газа, позволят обеспечить надёжность поставок и снижение выбросов с минимальными издержками.

Вопрос межгосударственного участия в механизмах платы за мощность соседних регионов пока не решён. С одной стороны, разрешение операторам соседних регионов участвовать в национальных механизмах платы за мощность может повысить эффективность и снизить издержки. С другой стороны, межгосударственное участие в таких схемах поднимает сложные вопросы политических и нормативных процедур и приоритетов, поскольку надёжность поставок определяется главным образом на национальном

уровне. Насколько обязывающим может быть контракт производителя с распределительной компанией соседней страны или штата, если его министр или правитель объявляет о форс-мажорных обстоятельствах, поскольку его регион полностью обесточен? Механизмы платы за мощность рассчитаны на готовность к аварийным ситуациям и на их предотвращение. При этом учитываются факторы, выходящие за пределы стандартной экономической логики. Кроме того, именно при аварийной ситуации существует наибольшая вероятность того, что использование межсистемных связей будет заблокировано. Поэтому на данном этапе вариант межгосударственного участия в механизмах платы за мощность является скорее результатом политического волеизъявления, чем ответной мерой на возникновение настоящей необходимости.

В конечном счёте механизмы платы за мощность не являются лёгким путём к устойчивым низкоуглеродным электроэнергетическим системам. Однако в то же время, они являются адекватным дополнительным способом оплаты вклада в обеспечение надёжности функционирования электроэнергетических систем, который вносят генерирующие предприятия, предусматривающие возможность диспетчерского управления. Они также содействуют продвижению низкоуглеродных вариантов регулирования спроса, а также технологий хранения. В контексте радикальной декарбонизации, которая, наиболее вероятно, будет включать использование значительного объёма переменчивых возобновляемых источников, таких как ветровая и фотоэлектрическая солнечная энергия, проблемы привлечения инвестиций в мощности, предусматривающие возможность диспетчерского управления, неизбежно усугубятся. Как и долгосрочные соглашения о поставках электроэнергии в отношении низкоуглеродных технологий, механизмы платы за мощность, таким образом, являются неотъемлемой частью комплекса политических мер, обеспечивающих бесперебойное функционирование надёжных низкоуглеродных электроэнергетических систем.

4.5. Финансирование инвестиций в низкоуглеродное производство электроэнергии

Разделы 4.3 и 4.4 посвящены подробному анализу двух важнейших задач, стоящих перед современными рынками электроэнергии в странах-членах ОЭСР, которыми являются декарбонизация производства и обеспечение высокого уровня надёжности поставок при наименьших издержках. Прогресс в решении данных задач при продолжающемся сдерживании роста издержек является критерием, в соответствии с которым будет оцениваться их эффективность.

Главной проблемой для политиков, разработчиков рыночных схем и регулирующих органов является то, что реализация наиболее адекватного комплекса мер, предусматриваемых экономической теорией для решения данных задач, т. е. широкомасштабного введения цен на выбросы углекислого газа в совокупности с ценообразованием на основе СНЭ в течение часов дефицита, вряд ли будет выполнима в полном объёме, по крайней мере, в краткосрочной и среднесрочной перспективе. Причиной столь неудовлетворительного положения дел является комплексное сочетание социологических, политических и экономических факторов, многих из которых были прокомментированы в предыдущих разделах. Это не означает, что, в частности, цена на выбросы углекислого газа никогда не будет введена ни в какой форме, существование рынков квот на выбросы в Европе и в некоторых регионах США является показательным примером обратного. Но в тоже время в краткосрочной перспективе маловероятно, что такие меры могут быть внедрены в том объёме и с соответствующим уровнем решительности, которые необходимы для самостоятельного обеспечения достаточных стимулов для достижения долгосрочной конкурентоспособности низкоуглеродных технологий, требующейся для радикальной декарбонизации процесса производства электроэнергии, согласующейся со сдерживанием роста средней глобальной температуры в пределах 2 °С.

Таким образом, для того, чтобы начать декарбонизацию процесса энергоснабжения, энергетическим рынкам большинства стран-членов ОЭСР потребуется введение альтернативных политических мер, которые будут дополнять, а в некоторых случаях заменять, ценовое регулирование выбросов углекислого газа. Разумеется, что цель остаётся той же, что и в случае реализации наиболее адекватного комплекса мер, указанного выше, т. е. сделать низкоуглеродные технологии предпочтительным вариантом для инвесторов при сохранении высокого уровня надёжности поставок. Таким образом, будущие рынки электроэнергии будут предусматривать наряду с ценовым регулированием выбросов и стимулированием обеспечения достаточного объёма мощностей, предусматривающих возможность диспетчерского управления, два взаимосвязанных комплекса мер:

- различные формы долгосрочных контрактов на поставку электроэнергии, обеспечивающие стабильность цен и доходов капиталоемких низкоуглеродных технологий;
- постепенная интернализация системных издержек различных технологий производства электроэнергии в целом и генерации ПВИЭ в частности. Этот процесс также подразумевает преобразование существующих механизмов поддержки.

Данные меры, которые являются вторым по очереди наиболее адекватным вариантом решения задачи, дополняют механизм ценового регулирования выбросов углекислого газа, способствуя развитию низкоуглеродных технологий и укреплению механизмов платы за мощность, стимулирующих инвестиции в технологии, предусматривающие возможность диспетчерского управления. В итоге, поддержке стабильной радикальной декарбонизации устойчивых рынков электроэнергии будут способствовать пять основополагающих принципов: (1) постоянная работа краткосрочных рынков для эффективного распределения, основанного на переменных издержках; (2) ценовое регулирование выбросов углекислого

газа; (3) определение схем, необходимых для обеспечения адекватного уровня мощности, манёвренности и инфраструктур передачи и распределения; (4) создание адекватных механизмов для привлечения долгосрочных инвестиций в низкоуглеродные технологии, включая преобразование существующих схем поддержки; и (5) интернализация системных издержек везде, где она возможна и необходима (более тщательный анализ данных пяти основополагающих принципов представлен в заключении к данной главе).

Необходимо понимать, что данные меры не столько заменят работу либерализованных рынков электроэнергии, сколько дополнят её. А именно, краткосрочное распределение на рынках за сутки вперёд и внутрисуточных рынках по-прежнему будет лучшим образом организовано при конкурентном предоставлении ценовых заявок на поставку, основанных на переменных издержках, в рамках ценообразования на основе предельных издержек. В то же время долгосрочное стимулирование инвестиций в новые мощности или такие виды масштабной модернизации, как увеличение жизненного цикла атомных электростанций, будут скорее всего поддерживаться механизмами, в рамках которых центральными органами власти организуются торги на определённый объём мощности, оплачиваемый на уровне усреднённых издержек. Использование таких схем приведёт к конкуренции за рынок, а не *на* рынке (см. также работу Финона и др. (*Finon et al.*), 2017). Интернализация системных издержек, касающихся ПВИЭ, представляет собой отдельный пятый основополагающий принцип, несмотря на то что частичная интернализация во многих случаях уже является следствием реализации четырёх остальных.

Низкоуглеродные технологии на конкурентных рынках электроэнергии: проблема капиталоемкости

В главе 3 указывалось, что декарбонизация генерирующих мощностей предусматривает переход от менее капиталоемких технологий с высоким уровнем переменных издержек, в частности, от производителей электроэнергии, использующих ископаемое топливо, к более капиталоемким технологиям с низким уровнем переменных издержек, таким как атомная энергетика, гидроэнергетика, ветровая и фотоэлектрическая солнечная энергетика. За исключением генерации на основе биомассы, все низкоуглеродные технологии характеризуются высокой капиталоемкостью.²⁰ В то же время в главе 3 было также продемонстрировано, что уровень изменчивости цен возрастёт с увеличением доли ПВИЭ: часы, в течение которых действуют нулевые цены, будут сменяться часами с крайне высокими ценами, исчисляющимися сотнями или даже тысячами долларов США за МВт·ч. Действие некоторых механизмов поддержки, в частности, «зелёных» тарифов, полностью изолирующих производителей от обратной связи с рынками электроэнергии, может даже привести к появлению отрицательных цен, что обусловит ещё большую степень изменчивости цен.

Цены изменяются не только в пределах часовых, суточных, недельных или сезонных интервалов. Объём электроэнергии, производимой ПВИЭ, в частности, ветряными электростанциями, может существенным образом изменяться из года в год и, таким образом, влиять на средний уровень цен. Кроме того, вследствие низкого уровня переменных издержек, которым характеризуются ПВИЭ, как правило, происходит снижение среднего уровня цен независимо от изменений годового объёма выработки. В публикации АЯЭ «Сооружение новых атомных электростанций. Аспекты финансирования и управления строительством» (АЯЭ, 2015) было продемонстрировано, в какой степени экономическая ценность капиталоемких технологий подвержена влиянию таких изменений в среднем уровне цен. С учётом того, что 80 % и более совокупных расходов в течение жизненного цикла производится до выработки первого МВт·ч, капиталоемким технологиям серьёзно недостаёт возможности покинуть убыточный рынок для того, чтобы ограничить себя от его воздействий и от сопутствующих финансовых потерь. Данной возможностью в значительно большей степени обладают такие менее капиталоемкие технологии, как газовые электростанции. Этот аспект побуждает даже безразличных к риску инвесторов отдавать предпочтение технологиям с относительно низким уровнем капитальных затрат в случае, если обе технологии характеризуются одинаковой полной приведённой стоимостью электроэнергии (LCOE). Данный эффект, разумеется, существенно усилится, если учесть обычную склонность инвесторов к принятию риска.

Другими словами, инвесторы в капиталоемкие низкоуглеродные технологии, которые находились бы в одинаковых условиях с другими инвесторами, если бы были гарантированы долгосрочные цены, например, в форме регулируемых тарифов или долгосрочных контрактов на поставки, сталкиваются с дополнительными препятствиями, как только изменчивость цен даёт о себе знать. В силу возникновения дополнительных рисков, обусловленных высоким уровнем невозместимых постоянных издержек, капитальные затраты низкоуглеродных технологий будут, при прочих равных условиях, отличаться более высоким уровнем по сравнению с соответствующим показателем технологий, использующих ископаемое топливо.

Самыми уязвимыми в этом отношении являются наиболее капиталоемкие технологии, т. е. ветряные и фотоэлектрические солнечные электростанции, от которых ненамного отстают атомные электростанции

20 Биомасса, по сути, является низкоуглеродной технологией только с точки зрения бухгалтерского учёта. Разумеется, что при сжигании биомассы выбрасывается большой объём CO₂. Тем не менее, согласно предположению, ещё требующему проверки, немедленно засаживается объём биомассы, эквивалентный собранному для производства электрической или тепловой энергии; с точки зрения статистики можно предположить, что за период жизненного цикла вновь засаженные растительные культуры поглотят тот же объём углекислого газа, который был выброшен в атмосферу при сжигании предыдущего урожая.

и гидроэлектростанции. Скорее за неимением лучшего варианта, а не в результате внедрения последовательной стратегии, основанной на тщательном анализе, законодательные и регулирующие органы учли указанный аспект в отношении ПВИЭ и разработали ряд механизмов поддержки, таких, как «зелёные» тарифы, которые распространяются на отдельные технологии, в частности, на ветровую и фотоэлектрическую солнечную энергетику. За очень редкими исключениями вследствие чрезвычайно благоприятных естественных условий в нишевых рынках низкоуглеродные технологии, существующие в настоящее время, никогда не были бы внедрены без определённого уровня гарантий в отношении цен. В прошлом атомные электростанции также получали выгоду от подобной стабильности цен и доходов главным образом в форме регулируемых тарифов.²¹

В целом аргумент отличается серьёзностью: низкоуглеродные технологии в электроэнергетическом секторе требуют долгосрочной стабильности цен на выходной продукт для поддержания устойчивого уровня капитальных затрат. Существуют разные формы механизмов поддержки цен и доходов. В данную категорию входят «зелёные» тарифы, надбавки к рыночной цене на электроэнергию, налоговые льготы на производство на основе ВИЭ и на производство с нулевым уровнем выбросов, контракты на разницу цен, долгосрочные контракты на поставки электроэнергии (включая крупномасштабное производство для собственных нужд, например, финская модель Манкала) или регулируемые тарифы.²² Общей характеристикой таких механизмов является то, что они гарантируют низкоуглеродным генераторам доход на единицу продукции («зелёные» тарифы, контракты на разницу цен, контракты на поставки или регулируемые тарифы) или увеличивают их доходы (надбавки к рыночной цене на электроэнергию, налоговые льготы на производство с нулевым уровнем выбросов или налоговые льготы на производство на основе ВИЭ). С точки зрения экономической теории такие меры, широко применяющиеся на рынках электроэнергии в большинстве стран-членах ОЭСР в настоящее время, вызывают три различных аргумента:

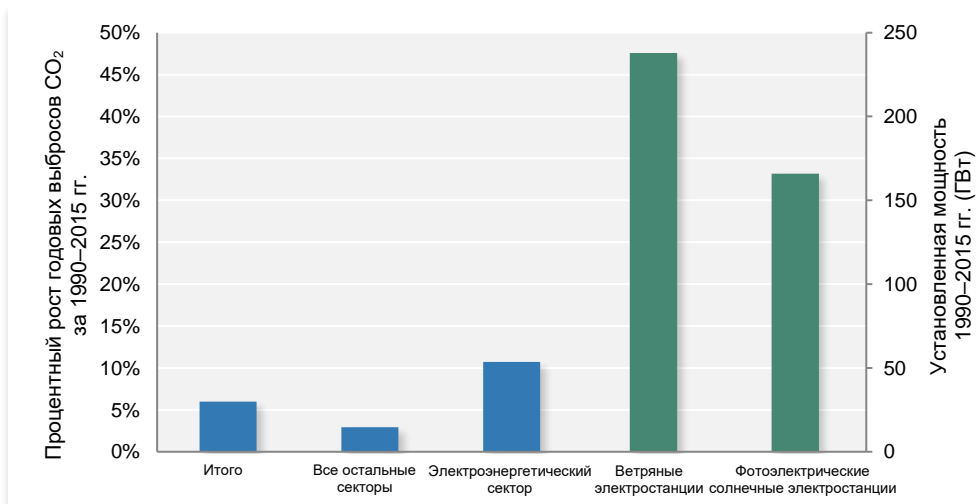
- Во-первых, такого рода механизмы противоречат стандартной, используемой в учебниках, модели рыночной экономики с ценообразованием на основе предельных издержек в условиях конкурентных рынков. В той мере, в какой данные меры непосредственно снижают затраты на производство, как, например, в случае налоговых льгот на производство на основе ВИЭ, они эквиваленты непосредственному предоставлению субсидий. Все вышеуказанные меры являются механизмами косвенного субсидирования, поскольку они снижают экономические риски и капитальные издержки технологий, в отношении которых они применяются. В той мере, в какой доходы гарантируются без участия в конкурентных торгах, подобные схемы могут также включать прямой переход материальных благ от потребителей электроэнергии к производителям, использующим ПВИЭ, или, возможно, к производителям, применяющим ядерную энергию, в форме ренты в случаях, когда гарантированные доходы превышают издержки на производство.
- Во-вторых, декарбонизация электроэнергетического сектора в исключительно рыночных условиях с ценообразованием на основе предельных издержек теоретически возможна, однако на её пути встанут (а) существенное препятствие, (б) значительное неудобство и (в) серьёзный уровень затрат для потребителей электроэнергии. Исключительно рыночные условия предполагают постоянное существование высоких налогов на выбросы углекислого газа, а также наличие значительного количества часов дефицита или часов с высокими ценами, устанавливаемыми поставщиками, обеспечивающими манёвренность в виде предоставления возможностей регулирования спроса или хранения. Препятствием, безусловно, является политическая осуществимость введения достаточно высокого налога на выбросы углекислого газа. Неудобство заключается в веерных исключениях, связанных с часами дефицита, если возможности планового регулирования спроса исчерпаны. Как было отмечено ранее, издержки будут расти, поскольку высокий уровень изменчивости цен увеличит капитальные издержки инвесторов, в частности, в сфере низкоуглеродных технологий с высоким уровнем постоянных издержек. Радикальная декарбонизация в условиях конкурентного рынка электроэнергии является крайне маловероятным вариантом. Таким образом, даже с точки зрения теории поиск альтернативных и дополнительных мер может быть оправдан.
- В-третьих, как практические, так и теоретические аргументы поддерживают утверждение, согласно которому декарбонизация процесса выработки электроэнергии требует использования механизмов, основанных на усреднённых долгосрочных издержках, а не на краткосрочных предельных издержках. Однако если это и так, посредством систематического анализа необходимо убедиться в том, что

21. Европейский реактор с водой под давлением (EPR), находящийся в настоящее время в стадии строительства во Фланвилле (Франция), по завершении сооружения фактически станет первой и единственной атомной электростанцией, построенной без предварительных гарантий в отношении стабильных цен на электроэнергию. Тем не менее, его сложно использовать в качестве обратного примера необходимости долгосрочных ценовых гарантий. Можно утверждать, что только тот факт, что более 80 % акций принадлежит правительству Франции, позволил EDF, предприятию, реализующему проект, осуществлять строительство.

22. В модели Манкала долевые участники проекта производства электроэнергии также являются её основными потребителями. Эксплуатирующаяся электростанция, таким образом, продаёт им электроэнергию по ценам, равным усреднённым издержкам, включающим предварительно согласованную ставку доходности капитала. При таком подходе обеспечивается уверенность в том, что все издержки будут полностью покрыты. В частности, такая модель применяется в рамках финансирования строительства атомных электростанций в Финляндии. Подробно вопрос рассматривается в публикации «Сооружение новых атомных электростанций. Аспекты финансирования и управления строительством» (АЯЭ, 2015).

указанные выше механизмы действительно способствуют сокращению выбросов углекислого газа при наименьших затратах. И в этом заключается вся сложность. За крайне редкими исключениями (особенно выделяются Финляндия, Великобритания и США) существующие механизмы, обеспечивающие в долгосрочной перспективе определённость доходов низкоуглеродных производителей электроэнергии, были направлены на максимальный уровень внедрения ПВИЭ, а не на максимальное сокращение выбросов углекислого газа. Таким образом, механизмы поддержки были созданы специально, в большом количестве, без координации и предназначались для отдельных технологий, главным образом для ветровой и фотоэлектрической солнечной энергетики. Ни системные воздействия на функционирование электроэнергетической системы, ни воздействия на выбросы CO₂ не были приняты во внимание в данном процессе. Результаты такого политического дрейфа очевидны. Совокупный годовой объём выбросов CO₂ в мировом масштабе, таким образом, вырос на 57 % с 1990 по 2015 год, даже если совокупный годовой объём выбросов в странах-членах ОЭСР *увеличился* на 6 % за этот же период. Несостоятельность современных энергетических политик особенно очевидна в случае электроэнергетического сектора. Несмотря на сотни миллиардов долларов и евро, потраченных на внедрение ветрогенераторов и солнечных панелей, объём выбросов CO₂ в электроэнергетическом секторе вырос быстрее, чем общий объём выбросов. В период с 1990 по 2015 год годовой объём выбросов в электроэнергетическом секторе в мировом масштабе вырос на 77 %, а в энергетическом секторе стран-членов ОЭСР — на 11 % (МЭА, 2017а). Другими словами, при сравнении электроэнергетического сектора с другими отраслями промышленности становится ясно, что субсидирование ПВИЭ ускоряет рост объёма выбросов CO₂ (см. рис. 73).

Рисунок 73. **Меньше, чем ничего: добавление мощностей ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций и рост выбросов CO₂**
(ОЭСР, 1990–2015 гг.)



Объединяя все три аргумента, использование механизмов финансирования инвестиций в низкоуглеродные технологии посредством обеспечения полной или частичной определённости доходов вне схемы ценообразования на основе предельных издержек на конкурентных рынках можно назвать оправданным. Однако такие политические меры должны реализовываться в рамках системного подхода, который (а) открыт для всех низкоуглеродных технологий и (б) учитывает системные воздействия таких мер; в противном случае, как указано в главе 2, выборочная поддержка ПВИЭ может привести к *увеличению* выбросов углекислого газа в связи с отражающимся на кривой остаточной нагрузки эффектом замещения низкоуглеродных технологий с высоким уровнем постоянных издержек (например, атомных и гидроэлектрических электростанций) технологиями с высоким уровнем выбросов и более низким уровнем постоянных издержек (например, газовыми или даже угольными электростанциями).

Несмотря на то, что проявление указанных воздействий требует некоторого времени, первые признаки уже очевидны. В ОЭСР объём электроэнергии, выработанной ветряными и фотоэлектрическими солнечными электростанциями с 2000 по 2015 год, вырос с 30 ТВт·ч (совокупный объём произведённой электроэнергии составлял 9 864 ТВт·ч) до 749 ТВт·ч (совокупный объём выработанной электроэнергии составлял 10 964 ТВт·ч). За этот же период объём электроэнергии, произведённой атомными электростанциями, уменьшился с 2 249 ТВт·ч до 1 971 ТВт·ч. Однако больше всего удивляет показатель объёма электроэнергии, выработанной гидроаккумулирующими электростанциями, *снизившийся* с 72 ТВт·ч до 61 ТВт·ч за этот же период. В то время, как ведутся бурные дискуссии о необходимости развития технологий хранения энергии для адаптации к изменчивости ПВИЭ, экономическая действительность говорит о другом. Является очевидным то, что без какой-либо нерыночной поддержки эксплуатация, а в ещё большей мере развитие гидроаккумулирующих электростанций с высоким уровнем постоянных издержек, становятся невыгодными в условиях растущей доли генерации ПВИЭ. Дополнительным фактором является сокращение разброса

значений между ценами на электроэнергию пиковой и базовой нагрузки, вызванное использованием фотоэлектрических солнечных электростанций.

Максимизация экономической эффективности: прямая поддержка капитальных издержек низкоуглеродных технологий

Ключевым вопросом, безусловно, является выбор адекватных механизмов, позволяющих экономически эффективно развёртывание низкоуглеродных технологий. Наиболее вероятно, что метод, планируемый к введению в странах-членах ОЭСР, будет заключаться в проведении аукционов на заключение долгосрочных контрактов на поставки или в применении наценок, поскольку в данных случаях требуются минимальные изменения существующих схем, к которым уже привыкли регулирующие органы, правительства и инвесторы. Однако прежде, чем представлять данный метод, необходимо остановиться на схеме обеспечения прямой поддержки капитальных издержек, которая является экономически эффективной альтернативой с реальными преимуществами.

Логика проста: если низкоуглеродные технологии испытывают трудности ввиду высоких рисков и высокой стоимости капитала, то почему бы не поддержать непосредственным образом инвестиции в такие технологии путём снижения стоимости капитала. Например, низкоуглеродные технологии могли бы получать поддержку в виде недорогих займов, предоставляемых углеродными фондами, или в виде гарантий рисков, которые использовались бы в случае сомнений относительно рентабельности проекта. Гарантии, предусмотренные тарифной реформой правительства Испании в 2014 году для обеспечения минимального размера ставки доходности капитала, инвестируемого в проекты использования возобновляемой энергии, соответствуют данному подходу. Правительство также могло бы напрямую предоставлять единовременно выплачиваемые субсидии на проекты, касающиеся низкоуглеродных технологий. В результате такой поддержки не только снизилась бы стоимость капитала в отношении той части проекта, которая непосредственно финансируется государством, но и в отношении остальных частей, поскольку инвесторы учли бы снижение уровня риска, обусловленного субсидированием капитальных издержек.

Непосредственное обеспечение поддержки проектов низкоуглеродного производства электроэнергии имеет одно важное преимущество и один серьёзный недостаток. Преимущество заключается в том, что непосредственная поддержка капитальных издержек отделена от принятия решений, касающихся производства электроэнергии и, таким образом, не влияет на процесс ценообразования на оптовых рынках электроэнергии. Низкоуглеродные технологии будут полностью зависеть от условий работы данных рынков. Например, даже ветряные и фотоэлектрические солнечные электростанции, характеризующиеся нулевым уровнем краткосрочных предельных издержек, прекратили бы производить электроэнергию, как только цены стали бы отрицательными. Даже снижение ценности электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, вследствие автокорреляции было бы учтено. Производители электроэнергии, использующие ПВИЭ, ограничились бы своей работой по достижению оптимальной доли в системе с учётом пониженных капитальных издержек. Таким образом, непосредственная поддержка капитальных издержек помогла бы, в частности, таким низкоуглеродным технологиям, предусматривающим возможность диспетчерского управления, как атомная энергетика и гидроэнергетика или угольная и газовая энергетика, располагающая системами улавливания и хранения углекислого газа, если таковое будет применяться на промышленном уровне.

Недостаток непосредственной поддержки капитальных издержек заключается в том же, в чём и достоинство: в отделении инвестиционных решений от решений, касающихся производства и распределения. По завершении строительства электростанции и использования субсидий на капитальные издержки возможность стимулирования максимизации производительности, выходя за рамки продаж по сравнительно низким оптовым рыночным ценам, крайне ограничена. В самом неблагоприятном случае можно представить себе электростанции, построенные в рамках схем субсидирования капитальных издержек, но не подключённых к сети. Безусловно, должным образом составленные контракты, например, предполагающие распределение субсидий на несколько лет и привязывающие их к требованиям обеспечения минимальной производительности, могут предотвратить наиболее вопиющие злоупотребления. Является фактом то, что по сравнению с механизмом долгосрочной ценовой поддержки, стимулирование максимизации производства в течение жизненного цикла проекта является менее эффективным. Этот аспект не обязательно представляет собой недостаток с точки зрения экономической системы. Операторы электроэнергетических производств с диспетчерским управлением, испытывающие трудности вследствие сокращения коэффициента нагрузки, будут рады воспользоваться дополнительными возможностями. Тем не менее, с точки зрения политиков, заинтересованных в максимальном увеличении доли ПВИЭ в структуре генерирующих мощностей, пониженная выработка электроэнергии на ГВт установленной мощности является недостатком.

Вопрос субсидирования капитальных издержек как для замены механизма долгосрочной ценовой поддержки, так и в качестве дополнительной схемы, недавно приобрёл новую значимость в обсуждениях сооружения новых атомных электростанций. Как минимум два потенциальных инвестора в новые атомные объекты в Великобритании заявили в 2018 году, что их инвестиционные решения будут зависеть от той или иной формы поддержки капитальных издержек: от значительной доли участия государства в проекте, гарантии по займу или одновременного применения обоих вариантов. Конечно, в атомной энергетике давно существует традиция поддержки капитальных издержек в виде прямых или косвенных правительственных гарантий на займы. Прямые гарантии на займы схожи с покупкой страхового полиса по выгодной цене, а косвенные гарантии на займы предоставляются в форме участия государства в капитале. Вопрос о том, являлись ли гарантии на займы адекватной формой оказания поддержки, сложен и выходит за рамки настоящего отчёта. Скажем лишь только, что аргументы в пользу поддержки капитальных издержек при сооружении атомных электростанций практически не имеют ничего общего с поддержанием целостности операций на оптовом рынке, где атомная энергетика в качестве поставщика базовой нагрузки является надёжным и предсказуемым элементом на

диаграмме ранжирования. Напротив, вследствие длительных сроков реализации и важных технических и политических рисков, субсидирование капитала является важным элементом, учитываемым любым инвестором в ходе принятия решений об участии в проекте сооружения новой атомной электростанции.

Эффективная ценовая поддержка низкоуглеродных технологий посредством аукционов мощности: конкуренция за рынок, а не на рынке

Альтернативой обеспечению прямой финансовой поддержки капитальных издержек является оплата выходной мощности по гарантированной цене, основанной на усреднённых, а не на предельных издержках. Как было сказано ранее, к таким методам относятся «зелёные» тарифы, надбавки к рыночной цене на электроэнергию, налоговые льготы на производство на основе ВИЭ или на производство с нулевым уровнем выбросов, контракты на разницу цен, долгосрочные контракты на поставки или регулируемые тарифы. В то время как «зелёные» тарифы, контракты на разницу цен, долгосрочные контракты на поставки или регулируемые тарифы гарантируют цены независимо от эволюции оптового рынка, надбавки к рыночной цене на электроэнергию, налоговые льготы на производство с нулевым уровнем выбросов или на производство на основе ВИЭ повышают доходы.

Обеспечение долгосрочных гарантированных цен не подразумевает автоматическое предоставление субсидий или даже отсутствие конкуренции. Хорошо зарекомендовавшей себя моделью в отношении отдельных технологий является заключение долгосрочных контрактов на поставки посредством редуционов. При проведении торгов на понижение должен быть обозначен «тип» электроэнергии, необходимой сетевому оператору (базовая нагрузка, пиковая нагрузка, время реакции, наличие, и т. д.). Затем аукционист понижает цену в каждом раунде до тех пор, пока не получит предложения на требуемый объём мощности при минимально возможной цене. Предположительно, такие заявки будут сделаны самыми эффективными компаниями. Данная базовая модель была впервые использована в электроэнергетическом секторе Бразилии и недавно была принята на вооружение в Германии и Великобритании для заключения контрактов, касающихся обеспечения мощности производителями, использующими возобновляемые источники энергии. Данная модель является предпочтительным вариантом при заключении контрактов на обеспечение мощности в случае морских ветряных электростанций.

Этот процесс может сравниться с конкуренцией на основе усреднённых издержек. Важным аспектом, конечно, является то, что такие долгосрочные ценовые гарантии должны быть доступны для всех низкоуглеродных технологий, а не только для отдельных разновидностей. В зависимости от объёма мощности, указанного в договоре с регулирующим органом, проблема «упущенных денег» также элегантно образом решается с помощью подобных долгосрочных контрактов. Однако более важно то, что с помощью аукционных торгов снимаются подозрения, согласно которым в рамках стандартных схем использования фиксированной цены имеет место переплата за низкоуглеродную электроэнергию. На начальном этапе «зелёные» тарифы действительно были щедрыми, особенно в отношении инвесторов на уровне домашних хозяйств, если сравнивать их уровень с рыночными издержками на фотоэлектрические солнечные панели, в частности, в таких странах как Германия, Италия или Испания. Контракт на разницу цен, предусматривающий 92,50 фунта стерлингов за МВт·ч, заключённый с новой атомной электростанцией Хинкли-Пойнт С, строительство которой будет осуществлено в Великобритании французской компанией EDF, к тому же размещённый без организации конкурентного тендера, также получил свою долю критики. В рамках конкурентных тендеров аргумент, согласно которому обеспечение оплаты по фиксированной цене является субсидированием, становится значительно менее убедительным.

Отсутствие аукционных торгов, наоборот, иногда приводило к излишней компенсации, схожей с субсидированием, вследствие неверной информации или захвата регулирующего органа. Адекватные схемы проведения аукционных торгов могут исключить данный компонент очевидного субсидирования довольно успешно. Однако заключение долгосрочных контрактов с фиксированными ценами, даже размещённых в рамках конкурентных аукционов, имеет свои собственные недостатки. Эти недостатки более чем перевешиваются необходимостью «сбалансировать распределение игроков на поле» в отношении капиталоемких низкоуглеродных технологий, которые, в противном случае, находятся в невыгодном положении на либерализованных рынках электрической энергии; тем не менее, необходимо чётко понимать, в чём заключаются данные недостатки.

Во-первых, теряется очевидность того, в какой степени распределение электроэнергии эффективно обеспечивается на уровне предельных издержек операторов, которые уже получили оплату на уровне своих усреднённых издержек в рамках долгосрочного контракта. В этой ситуации частным рациональным решением является производство на полной мощности независимо от того, является ли такой подход общественно оптимальным решением. Если краткосрочные предельные издержки действительно равны нулю, как в случае ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций в определённых системных сочетаниях, частные и общественные оптимальные решения совпадают. Однако ситуация изменяется, когда ПВИЭ удовлетворяют весь объём спроса и, таким образом, накладывают на операторов, предусматривающих возможность диспетчерского управления, дополнительные издержки, связанные с изменением мощности. То, что эти издержки реальны, можно видеть на примере совсем не анекдотичного явления отрицательных цен на электроэнергию, которые отражают ситуацию, в которой дешевле платить потребителям за использование выходной мощности, чем останавливать электростанцию на несколько часов. Чёткие требования регулирующих органов, касающиеся сокращения генерации ПВИЭ в определённые часы, — это другой признак того, что производство электроэнергии на максимальной мощности для производителей, пользующихся фиксированными ценами, может означать некоторые сложности на системном уровне.

Концептуально ещё более сложная ситуация, которая пока не существует на практике, может возникнуть, если технологии с положительными переменными издержками, такие как атомная энергетика, будут получать фиксированные цены на выходную мощность, а технологии с более низким уровнем переменных издержек, такие как энергетика на основе возобновляемой энергии, — нет. В таких случаях возникнет необходимость установления сложных правил приоритетности распределения.

Во-вторых, даже если аргумент в пользу применения ценообразования на основе усреднённых издержек в отношении низкоуглеродных технологий очень весом, нет сомнения в том, что использование такого механизма подразумевает расхождение с принципом, согласно которому уровень и структура генерирующих мощностей определяются рынком, а не государством. Какой бы механизм не был выбран, решения, касающиеся уровня мощности и инвестиций, а также доли использования низкоуглеродных технологий, снова будут приниматься центральными органами власти. Возможно, что это именно то, чего хотят правительства и избиратели. В значительной степени аукционы мощности означают возвращение на новом уровне к регулируемым тарифам, существовавшим в прошлом. Дело в том, что регулируемые рынки как раз обеспечивают стабильность цен и доходов, необходимую низкоуглеродным технологиям. Это может быть и не так плохо, пока процесс остаётся прозрачным и справедливым и существует понимание того, что регулирование не является панацеей. В конце концов, волна либерализации 1980-х и 1990-х годов была спровоцирована реальным разочарованием в существующей в те времена системой регулирования. Дополнительным толчком к либерализации послужило появление газовой турбины с комбинированным циклом. За прошедшие более 30 лет технологии и приоритеты изменились. Сказанное говорит о том, что рынок электроэнергии — это не подходящее место для идеологического противостояния. Структура любого рынка должна определяться после тщательной оценки выгод и издержек.

«Зелёные» тарифы и надбавки к рыночной цене на электроэнергию. Что важнее: инвестиции или ценность для системы?

Предыдущий раздел был главным образом посвящён размещению в условиях конкуренции долгосрочных контрактов, таких как «зелёные» тарифы или контракты на разницу цен. Однако аукционные торги также могут быть использованы для распределения дополнительных к существующим рыночным ценам доходов, так называемых надбавок к рыночной цене на электроэнергию. Налоговые льготы на производство на основе ВИЭ или на производство с нулевым уровнем выбросов, являющиеся предпочтительными инструментами поддержки низкоуглеродных технологий в Соединённых Штатах Америки, в принципе, выполняют такую же экономическую функцию, как и надбавки к рыночной цене на электроэнергию. Однако на практике их уровень определяется постановлениями регулирующих органов, в то время как уровень надбавок к рыночной цене на электроэнергию всё чаще определяется в условиях конкурентных аукционов. Такие дополнительные доходы, как надбавки к рыночной цене на электроэнергию, налоговые льготы на производство с нулевым уровнем выбросов или на производство на основе ВИЭ, имеют преимущество перед контрактами с фиксированной ценой, такими как «зелёные» тарифы, поскольку они позволяют оптовым рынкам электроэнергии с ценообразованием на основе предельных издержек оставаться главным ориентиром в принятии распределительных решений, так как они определяют размер фиксированной наценки на каждый МВт·ч, производимый низкоуглеродными генераторами.

Тот факт, что оптовые рыночные цены по-прежнему будут ориентиром при распределении и инвестициях, является особенно важным для электроэнергетических систем с большой долей переменчивых возобновляемых источников энергии. Оценка сравнительного воздействия надбавок к рыночной цене на электроэнергию и «зелёных» тарифов касается основ функционирования электроэнергетической системы. По сравнению с «зелёными» тарифами надбавки к рыночной цене на электроэнергию в меньшей степени влияют на функционирование электроэнергетической системы. Например, легко заметить, что производители, использующие возобновляемые источники, имеющие нулевые краткосрочные предельные издержки, обеспечивают мощность в период отрицательных цен только на уровне, соответствующем надбавкам к рыночной цене на электроэнергию, а не на значительно более высоком уровне «зелёных» тарифов. Однако реальная ценность надбавок к рыночной цене на электроэнергию заключается в том, что они позволяют оптовым рыночным ценам отражать реальную системную ценность различных технологий. Это особенно важно для технологий на основе переменчивых возобновляемых источников энергии. Следующий пример может проиллюстрировать это утверждение.

Рассмотрим две конкурирующие низкоуглеродные технологии, которые соответствуют критериям, необходимым для получения надбавок к рыночной цене на электроэнергию, и имеют одинаковую полную приведённую стоимость электроэнергии (LCOE). В первом случае, касающемся, например, фотоэлектрической солнечной электростанции, генерация сконцентрирована в течение лишь нескольких часов в день, во втором случае, касающемся такого производителя, как атомная электростанция, выработка электроэнергии происходит круглосуточно. Вследствие корреляции между генерацией фотоэлектрической солнечной электростанции и производством всех других фотоэлектрических солнечных электростанций выработка, вероятно всего, будет иметь место в те часы, когда цены на электроэнергию являются сравнительно низкими, а необходимости в большем объёме электроэнергии практически нет. Другими словами, ценность для системы её выходной мощности сравнительно низка и может быть реализована по более низкой цене по сравнению со средней ценой на электроэнергию. И наоборот, атомная электростанция будет производить электроэнергию круглосуточно и получать за неё среднюю цену. В этом заключается нормальная работа рынка.

Надбавки к рыночной цене на электроэнергию используются в тех случаях, когда регулирующий орган или системный оператор требует предоставления определённого объёма низкоуглеродной мощности и предлагает генераторам участвовать в конкурентном тендере с целью определения технологии, готовой довольствоваться наименьшей надбавкой к рыночной цене на электроэнергию, т. е. наименьшей возможной наценкой к оптовой

рыночной цене. Возвращаясь к только что рассмотренному примеру, атомная электростанция может довольствоваться более низкой надбавкой к рыночной цене, достаточной для покрытия LCOE, поскольку средняя рыночная цена уже покрывает значительную долю этой стоимости. В случае фотоэлектрической солнечной электростанции потребуется более высокая надбавка к рыночной цене, несмотря на одинаковый показатель LCOE, поскольку она продаёт электроэнергию на рынке по более низким ценам. Таким образом, в данном случае предпочтение будет отдано атомной электростанции.

Так должно происходить в теории. На практике предприятия, использующие возобновляемую энергию, такие как фотоэлектрические солнечные электростанции, являются конкурентами других производителей, применяющих возобновляемые источники, таких как наземные ветряные электростанции, а не атомных электростанций (примером является механизм энергетических аукционов в Мексике, внедрённый в 2017 году). Ввиду масштаба и особенностей производства атомных электростанций, контракты на разницу цен в Великобритании и тарифы на незавершенные строительные объекты в США были распределены индивидуально в каждом конкретном случае, без использования конкурентных аукционов, касающихся «зелёных» тарифов и надбавок к рыночной цене на электроэнергию. Разумеется, что в данных соглашениях отражён высокий уровень ценности для системы электроэнергии, которую обеспечивают предприятия базовой нагрузки, предусматривающие возможность диспетчерского управления, такие как атомные электростанции. По сути, разница между «зелёными» тарифами и надбавками к рыночной цене на электроэнергию в случае производителей, обеспечивающих базовую нагрузку, характеризующихся высоким коэффициентом нагрузки, таких как атомные электростанции, заключается только в том, в какой степени уровень ожидаемых средних цен может быть зафиксирован. Для производителей, использующих переменчивые возобновляемые источники, такая разница имеет жизненно важное значение, поскольку генерация сконцентрирована в течение ограниченного числа часов с высоким уровнем нагрузки.

Фактически, в условиях конкуренции между сопоставимыми технологиями с разным профилем нагрузки надбавки к рыночной цене на электроэнергию имеют преимущество перед «зелёными» тарифами, заключающееся в том, что они отражают ценность для системы. Тем не менее, они также имеют два серьёзных недостатка. Первый заключается в том, что производители и в некоторой степени регулирующие органы предпочитают «зелёные» тарифы ввиду их простоты. Предложение фиксированной цены на каждый мегаватт-час электроэнергии, которая будет производиться в течение следующих 20 лет, понятно и ценимо каждым инвестором. В случае надбавок к рыночной цене на электроэнергию, только наценка будет фиксированной, в то время как совокупные доходы будут по-прежнему зависеть от изменяющихся цен на электроэнергию.

Недавний опыт стран-членов ОЭСР показывает, что внедрение ПВИЭ, а также децентрализация генерации и потребления может привести к высокому уровню неопределённости, касающейся уровня и изменчивости цен на электроэнергию. Вследствие такой неопределённости, уровень «зелёных» тарифов, необходимый производителям, увеличивается. Другими словами, для получения того же эффекта рычага при стимулировании инвестиций в низкоуглеродное производство уровень «зелёных» тарифов, при прочих равных условиях, может быть несколько ниже суммы надбавок к рыночной цене на электроэнергию и планируемых рыночных цен, что представляет собой соответствующую выгоду для потребителей. Разумеется, этот эффект компенсируется тем, что технологии, в отношении которых применяются надбавки к рыночной цене на электроэнергию, а не, скажем, нейтральные с точки зрения технологии аукционные торги, касающиеся «зелёных» тарифов, имеют более высокий уровень ценности для системы. В конечном счёте выбор между «зелёными» тарифами и надбавками к рыночной цене на электроэнергию зависит от того, хотят ли политики максимально увеличить объём низкоуглеродных мощностей в ГВт или максимально увеличить долю низкоуглеродных источников в электроснабжении.

Второй недостаток надбавок к рыночной цене на электроэнергию, налоговых льгот на производство с нулевым уровнем выбросов или на производство на основе ВИЭ касается не экономической эффективности, а устойчивости с точки зрения политической экономии. Надбавки к рыночной цене представляют собой элемент дополнительного дохода, который потенциально содержится во всех нерыночных инструментах, который чётко выражен и очевиден. «Зелёные» тарифы, контракты на разницу цен и соглашения о поставках электроэнергии можно считать разумным альтернативным инструментом финансирования низкоуглеродных технологий с высоким уровнем постоянных издержек. Как указывалось ранее, осуществление финансирования последних гораздо более вероятно в рамках схем, основанных на усреднённых затратах, а не на предельных издержках, особенно в условиях конкуренции с газовыми электростанциями, характеризующимися значительно более низким уровнем постоянных издержек.

Надбавки к рыночной цене занимают менее отчётливо выраженную позицию, поскольку они действуют в рамках существующего оптового рынка электроэнергии. Следовательно, в некоторой степени они определяются рынком, однако посредством их использования предпринимаются попытки (а) интернализации положительных внешних эффектов низкоуглеродных технологий и (б) устранения присущих им недостатков на рынках с ценообразованием на основе предельных издержек. Отсутствие у рынков электроэнергии способности обеспечить надёжный ценовой сигнал в отношении долгосрочных инвестиций аналогичен провалу рынка. Это связано с трудностями хранения электроэнергии, а также с широко распространённым пониманием её как общественно полезного товара, который мотивирует ряд сильных мер правительственного вмешательства. Независимо от присущей им ценности, двойственная природа надбавок к рыночной цене увеличивает вероятность критики предоставления субсидий. С концептуальной точки зрения ответ на вопрос о том, являются ли надбавки к рыночной цене и «зелёные» тарифы субсидиями, т. е. отступлениями от правил экономической эффективности, не является таким очевидным, как может казаться. Как интернализация положительных внешних эффектов, так и исправление провалов рынка повышает, а не понижает экономическую эффективность.

С точки зрения обеспечения стимулирования инвестиций в низкоуглеродные технологии, надбавки к рыночной цене функционируют в некоторой степени так же, как и ценовое регулирование выбросов углекислого газа, так как они увеличивают разрыв между рентабельностью низкоуглеродных производителей и генераторов на основе ископаемого топлива. В обоих случаях потребители электроэнергии заплатят больше за поставку электроэнергии, произведённой при более низком уровне выбросов углекислого газа. Тем не менее, существуют различия в динамике, влиянии на надёжность поставок и в распределительных последствиях. С точки зрения динамики, сначала введение ценового регулирования выбросов углекислого газа должно вытеснить часть существующих генераторов с высоким уровнем выбросов углекислого газа, а затем в результате существования часов дефицита и ценообразования на основе СНЭ произойдёт рост средних цен, что сделает инвестиции в атомную энергетику и в технологии на основе ПВИЭ, привлекательными. В случае надбавок к рыночной цене на электроэнергию инвестиции становятся более привлекательными с первого дня их введения. В отношении надёжности электроснабжения надбавки к рыночной цене могут рассматриваться как компенсация «упущенных денег» для удовлетворения спроса в любое время, даже в часы пикового спроса. Эта услуга будет обеспечиваться в основном низкоуглеродными технологиями, предусматривающими возможность диспетчерского управления, такими как атомные электростанции и гидроэлектростанции.

С точки зрения распределения надбавки к рыночной цене могут рассматриваться как механизм, в некоторой степени аналогичный схеме торговли квотами на выбросы углекислого газа на основе «дедушкиной оговорки», поскольку в обоих случаях операторам низкоуглеродных систем обеспечивается получение дополнительной ренты сверх изначальных оптовых рыночных цен. В обоих случаях такие доходы оплачиваются потребителями электроэнергии, либо непосредственно вследствие повышения цен (квоты на выбросы углекислого газа), либо ввиду увеличения системных и сетевых издержек. Разумеется, как указывалось выше, торговля квотами на выбросы углекислого газа на основании исторических данных о выбросах также обеспечивает ренту производителям, использующим ископаемое топливо, даже если они также ухудшают их положение на диаграмме ранжирования. Таким образом, в зависимости от далекоидущих распределительных последствий и желаемых темпов перехода на низкоуглеродные источники энергии правительство может выбрать один из двух вариантов. Разумеется, что оба варианта также могут быть использованы совместно. Однако в этом случае уровень надбавок к рыночной цене, необходимый низкоуглеродным производителям, будет определяться строгостью ограничений на выбросы углекислого газа. Чем строже ограничения, тем выше цены на электроэнергию и тем меньшим должен быть уровень дополнительного дохода, обеспечиваемого надбавками к рыночной цене.

Независимо от того, применяются ли надбавки к рыночной цене или непосредственное субсидирование капитала, для нормального функционирования низкоуглеродной энергосистемы необходима поддержка низкоуглеродных технологий посредством инструментов, при использовании которых происходит возврат стоимости поставленной электроэнергии к производителю, и, соответственно, справедливая оценка его вклада в надёжное электроснабжение.

4.6. Возможные последствия оценки и интернализации системных издержек в атомной энергетике: новый проект АЯЭ, имеющий целью ввести в употребление понятие «системных издержек» на уровне национального энергетического планирования

Использование ядерной энергии является долгосрочным предприятием в быстро изменяющемся мире электроэнергетики. Решения о строительстве новых атомных электростанций или о продлении и замене существующих принимаются на основе чёткого понимания потребностей и ограничений электроэнергетического сектора на ближайшие десятилетия. Роль АЯЭ заключается в том, чтобы помочь политикам сформировать представление о потребностях энергетических рынков, которые атомной энергетике как поставщику низкоуглеродной электроэнергии предстоит удовлетворять в будущем. В данный момент происходит реструктуризация данных рынков вследствие широкомасштабного развёртывания возобновляемых источников энергии. Их использование получило весомую поддержку как со стороны общественного мнения, так и правительств, однако такие технологии подразумевают более высокие затраты и ряд дополнительных ограничений, касающихся энергетической системы в целом. В частности, пока не будут найдены возможности экономичного хранения энергии, достижение заданных амбициозных уровней сокращения выбросов требует развёртывания низкоуглеродных мощностей, предусматривающих возможность диспетчерского управления, таких как атомные электростанции или гидроэлектростанции, наряду с мощностями, использующими переменчивые возобновляемые источники энергии, такими как ветряные и фотоэлектрические солнечные электростанции. Кроме того, от атомных электростанций также может потребоваться участие в обеспечении долгосрочной и краткосрочной манёвренности и эксплуатации при более низких коэффициентах нагрузки, чем существующие на сегодняшний день.

С учётом сложившейся ситуации в 2012 году АЯЭ была запущена инновационная программа изучения системных издержек и влияния изменений электроэнергетической системы на атомную энергетику. Моделирование системных издержек в том виде, в котором оно предпринимается АЯЭ, позволяет определить самую низкокзатратную структуру генерирующих мощностей, а также оптимальную долю атомных электростанций, в зависимости от разных требуемых уровней ограничения выбросов CO₂ и использования возобновляемой энергии. Моделирование также позволяет оценить краткосрочные и долгосрочные воздействия разных политических мер на совокупную структуру генерирующих мощностей. В настоящее время АЯЭ предлагает всем заинтересованным странам-членам воспользоваться возможностями данного моделирования. Несмотря на применение одной и той же методологии, результаты существенным образом будут зависеть от конкретной ситуации в каждой из отдельных стран-членов.

Подавляющее большинство стран-членов АЯЭ и ОЭСР поставили перед собой амбициозные цели, касающиеся ограничения выбросов парниковых газов и развёртывания возобновляемых источников энергии, особенно ветровой и фотоэлектрической солнечной энергии. В результате действий по реализации этих целей происходят основательные преобразования в долгосрочной структуре электроэнергетических систем данных стран. Изменчивость генерации в случае использования ветровой или фотоэлектрической солнечной энергии уменьшает количество часов работы существующих электростанций, в основном атомных, угольных, газовых и гидроэлектростанций, и требует значительно большей манёвренности (в отношении изменения мощности) от остальных составляющих системы.

Во многих странах-членах ОЭСР быстрое и масштабное развёртывание фотоэлектрических солнечных и ветряных мощностей, выработка которых отличается эпизодичностью, оказало значительное влияние на рынки электроэнергии, стоимость существующих активов и рентабельность предприятий в краткосрочной перспективе. В долгосрочной перспективе это давление приведёт к переходу от технологий с высоким уровнем постоянных издержек, таких как атомная энергетика, к технологиям с низким уровнем постоянных издержек, таким как газотурбинные электростанции. При прочих равных условиях, в такой ситуации увеличатся не только совокупные системные издержки, но, возможно, также и объём выбросов парниковых газов вследствие замены атомной энергии сочетанием возобновляемых источников энергии (ПВИЭ) и энергии природного газа. Разумеется, строгое ограничение выбросов углекислого газа, дополняющее заданные уровни использования возобновляемых источников, как в форме налога, ограничений в виде удельных квот на выбросы, так и посредством общего количественного ограничения, будет компенсировать эту тенденцию, в результате чего будет образована структура действительно низкоуглеродных генерирующих мощностей, состоящая в основном из атомных электростанций и электростанций, использующих ПВИЭ. Однако, даже в этом случае, нестабильность генерации ПВИЭ будет способствовать *увеличению* как эксплуатационных издержек (по причине учащения изменения мощности и ужесточения требований к резервам и к выравниванию нагрузок), так и капитальных затрат (ввиду издержек на резервирование, касающихся ПВИЭ) всей системы.

Наличие значительной доли переменчивых источников в системе и потребность в новых ресурсах манёвренности важным образом усложняют анализ электроэнергетической системы и требуют использования продвинутых инструментов моделирования. Оценка затрат и производительности электроэнергетической системы, а также воздействия и эффективности политических мер в краткосрочной и долгосрочной перспективе требует знаний и данных, касающихся ряда условий, характеризующих отдельные страны: наличие гидроресурсов, межсистемные связи с соседними странами, развитие возможностей хранения энергии и регулирования спроса, а также профиль генерации ПВИЭ и его соотношение со спросом. Одним из последствий развития ПВИЭ является быстрый вывод из эксплуатации мощностей угольных электростанций. Степень замещения угольных электростанций атомными и газовыми зависит в первую очередь от строгости ограничений на выбросы углекислого газа, а также от затрат и от производительности атомных электростанций.

В данном контексте перед политиками стоит ряд вопросов, ответ на которые сложен без помощи интегрированного моделирования энергетических систем. Обычно, наиболее важными вопросами являются:

- Какова стоимость достижения разных уровней внедрения ПВИЭ и сокращения выбросов углекислого газа, как в отношении каждого аспекта отдельно, так и обоих вместе?
- Каково воздействие этих целей на разные технологии, особенно на атомную энергетику, а также на совокупную структуру генерирующих мощностей? Какой будет величина коэффициента нагрузки АЭС и других электростанций, предусматривающих возможность диспетчерского управления?
- В какой степени уменьшается как рыночная стоимость мегаватт-часа электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, так и их вклад в удовлетворение спроса (фактическая мощность) при увеличении доли ПВИЭ в структуре генерирующих мощностей?
- Какова в будущем роль систем хранения энергии, а также планового и вынужденного регулирования спроса?
- Каковы уровень и изменчивость цен на электроэнергию, в том числе в часы нулевых и отрицательных цен?
- Какими будут наиболее важные переломные точки и итоговые структуры установленных мощностей, определяющие траектории перехода от существующего положения к новому равновесию?

При подготовке исследования, касающегося системных издержек электроэнергетических систем со значительной долей возобновляемых источников энергии, АЯЭ приобрело колоссальный опыт в формулировке важных с политической точки зрения вопросов, компоновке инструментов моделирования и данных, а также в выработке методологически обоснованных и политически значимых ответов на эти вопросы. Сотрудничество между АЯЭ и группой исследователей, работающих под эгидой MIT, при подготовке настоящего исследования помогло найти чёткие ответы на ряд методологических вопросов.

В данной ситуации АЯЭ работает над разработкой нового инструмента, целью которого является оказание помощи странам-членам АЯЭ и другим странам-членам ОЭСР в оценке возможных политических мер, касающихся электроэнергетического сектора. Интегрированные модели энергетического сектора, основанные на программном обеспечении линейной оптимизации GAMS являются наилучшим инструментом моделирования годового объёма генерации, соответствующей определённой кривой спроса, в часовом разрешении. Такого рода модель позволяет одновременно решать задачи краткосрочного распределения и долгосрочных инвестиций с целью определения оптимальной структуры генерирующих мощностей при наименьших затратах с учётом изначальных условий, специфических для каждой страны затрат, а также требований, касающихся ПВИЭ и выбросов CO₂. Настоящая добавленная стоимость модели АЯЭ, именуемой NEA-SC3, заключается в её способности использовать очень сложные и высокотехнологичные структуры таким образом, что оказываются возможными формулировка важных с политической точки зрения вопросов и нахождение ответов на них на основе усовершенствованной методологии и базы согласующихся и надёжных данных или на основе политически значимых предположений, касающихся будущего развития.

Основывающееся на базе для анализа, разработанной в рамках данного исследования, сотрудничество со странами-членами предоставляет возможность сравнения и противопоставления результатов, указанных, в частности, в главе 3, с результатами разных стран. Данное исследование будет способствовать дальнейшему улучшению понимания эффектов применения разных технологических решений на совокупные издержки электроэнергетической системы в условиях строгих ограничений на выбросы CO₂.

4.7. Заключение: пять основополагающих принципов функционирования рынков низкоуглеродной электроэнергии

В предыдущих разделах была проведена оценка разных имеющихся в распоряжении мер обеспечения устойчивых инвестиций в низкоуглеродные технологии, такие как атомная энергетика, энергетика на основе ПВИЭ и гидроэнергетика, и радикальной декарбонизации электроэнергетического сектора стран-членов ОЭСР. При внедрении подобных мер требуется должным образом учитывать не только экологическую эффективность, но и надёжность и возможность диспетчерского управления разных технологий генерации для гарантии поддержания существующего уровня надёжности поставок. Со своей стороны электроэнергетические системы стран-членов ОЭСР, полагающиеся на либерализованные оптовые рынки для обеспечения необходимых инвестиций, сталкиваются в настоящее время с серьёзными трудностями в попытке достижения двойной цели: быстрой декарбонизации и обеспечения адекватного уровня инвестиций в низкоуглеродные технологии. Данные трудности вызваны рядом структурных проблем, таких как относительно неблагоприятные условия, в которых находятся технологии с высоким уровнем постоянных издержек, отсутствие стабильных цен значимого уровня на выбросы углекислого газа и нерыночное финансирование большого количества переменчивых возобновляемых источников энергии без учёта воздействий на остальные элементы энергосистемы.

Данные недостатки способствовали тому, что постепенное возвращение к регулированию стало одним из реальных вариантов дальнейшего развития электроэнергетического сектора стран-членов ОЭСР. Риск заключается в том, что такой «возврат маятника» может произойти таким же неконтролируемым и недальновидным образом, как и предшествующая либерализация и последующие меры нерыночного вмешательства. Существует альтернатива. Результаты вышеизложенного анализа позволяют разработку генеральной схемы функционирования устойчивых низкоуглеродных рынков электроэнергии, которая основана на пяти отдельных основополагающих принципах: (1) постоянная работа краткосрочных рынков для эффективного распределения на основе переменных издержек; (2) ценовое регулирование выбросов углекислого газа; (3) определение механизмов, необходимых для обеспечения адекватного уровня мощности, манёвренности и инфраструктуры для передачи и распределения; (4) установление надлежащих схем привлечения долгосрочных инвестиций в низкоуглеродные технологии, включая пересмотр существующих мер поддержки; (5) интернализация системных издержек в тех случаях, когда это практически возможно и необходимо. В нижеследующих параграфах будут кратко изложены ключевые характеристики каждого основополагающего принципа.

(1) Конкурентные краткосрочные рынки электроэнергии для эффективного распределения: либерализация рынков электроэнергии имела свои достоинства. Несмотря на существование широкого консенсуса в отношении того, что либерализованные рынки электроэнергии самостоятельно не обеспечили стимулирование для привлечения инвестиций в низкоуглеродные технологии на достаточном уровне, также признаётся их эффективность в использовании существующих активов. Ценообразование на основе предельных издержек, опирающееся на краткосрочные переменные издержки, не является идеальным механизмом для стимулирования внедрения технологий с высоким уровнем капитальных затрат. В то же время оно является адекватным способом обеспечения производства мегаватт-часа электроэнергии с наименьшим уровнем возможных затрат в любой момент. Понимание данной двойственности предполагает совмещение рынков краткосрочного распределения с чётко определёнными механизмами, необходимыми для стимулирования инвестиций в низкоуглеродные технологии.

Требуется понять, в какой мере конкурентные краткосрочные рынки способны функционировать в условиях длительных периодов нулевых и отрицательных цен. Очевидно то, что подобные эпизоды низких цен губительным образом сказываются на стимулировании инвестиций. Однако, как это ни удивительно, низкие или

нулевые оптовые цены являются не более чем проявлением того факта, что продолжение эксплуатации электростанции обходится дешевле, чем снижение мощности. Сами по себе они не являются признаком некорректного функционирования. Даже на рынках, где развёртывание ПВИЭ происходит только до экономически оптимального уровня, т. е., без привлечения нерыночной поддержки, можно наблюдать нулевые цены, хотя и в течение сравнительно небольшого количества часов. Кривые продолжительности цен сценария VI иллюстрируют данное явление. Также можно ожидать того, что с появлением новых возможностей обеспечения манёвренности, регулирования спроса или более манёвренных электростанций, предусматривающих возможность диспетчерского управления, затраты уменьшатся и отрицательные цены станут редким явлением.

(2) **Цена на выбросы углекислого газа:** лучшим способом обеспечения декарбонизации является интернализация внешних эффектов, связанных с выбросами углекислого газа, путём введения адекватных налогов на выбросы или посредством применения систем торговли квотами на выбросы. По сути, предполагается использовать схемы функционирования либерализованных рынков электроэнергии, ввести цены на выбросы углекислого газа и положиться на дальнейшее действие механизма ценообразования. Сомнения, касающиеся долгосрочной политической устойчивости налогов значимого уровня на выбросы углекислого газа, а также влияния, которое оказывают на процесс принятия политических решений производители электроэнергии, использующие ископаемое топливо, и соответствующие заинтересованные стороны, привели к тому, что эффективное ценовое регулирование выбросов углекислого газа является скорее исключением, чем правилом в странах-членах ОЭСР. Такое ценовое регулирование эффективно содействует декарбонизации там, где оно используется, как, например, в случае введения минимального уровня цен на выбросы углекислого газа в Великобритании. Даже без учёта распределительных последствий, ценовое регулирование выбросов углекислого газа непосредственно не разрешает главную проблему инвестиций в низкоуглеродное производство, которое по-прежнему характеризуется высокой капиталоемкостью и, соответственно, уязвимостью к изменениям цен на электроэнергию. Согласно теории, естественно, увеличение цен на выбросы углекислого газа в конечном счёте приведёт к высоким, более стабильным ценам на электроэнергию и к увеличению инвестиций в низкоуглеродные технологии. На практике инвесторам может потребоваться длительный период времени для обретения уверенности в том, что ситуация действительно изменилась, поэтому дополнительные меры могут существенным образом ускорить этот процесс (см. основополагающий принцип 4). Независимо от подробного анализа результативности, надёжная цена на выбросы углекислого газа является мощным показателем для производителей, потребителей и других заинтересованных сторон, таких как поставщики, который касается долгосрочного развития электроэнергетической системы.

(3) **База для обеспечения адекватного уровня мощности, манёвренности и инфраструктуры для передачи и распределения:** производство электроэнергии лежит в основе любой электроэнергетической системы, однако, фактически, является лишь её частью. Для любой электроэнергетической системы необходима база для обеспечения достаточной мощности, манёвренности, системных услуг и соответствующая физическая инфраструктура. Указанное справедливо во все времена для любой системы. Однако изменчивость ПВИЭ и новейшие технологические достижения акцентируют растущую значимость таких дополнительных услуг. Механизмы платы за мощность могут дополнить доходы производителей, предусматривающих возможность диспетчерского управления. Манёвренность может быть обеспечена краткосрочными балансирующими и резервными рынками посредством децентрализованной торговли или централизованных аукционных торгов, проводимых системными операторами. Инфраструктура передачи и распределения финансируется посредством сетевых сборов в соответствии с договорённостями, существующими между регулирующим органом и системным оператором передачи и распределения (системным оператором передачи электроэнергии или распределительной компанией).

На данный момент эта схема функционирует успешно. Однако такие изменения технологического и поведенческого характера, как распространение цифровых технологий в сфере сетевого управления, аккумуляторных батарей и систем управления спросом, а также, в некоторых случаях, децентрализованное производство и потребление, ещё больше усложняют решение задачи. Совершенствование работы сети и расширение межсистемных связей могут обеспечить манёвренность; хранение и локализованная генерация могут заменить дополнительные инвестиции в сеть; координация в области поддержания равновесия между спросом и предложением на местном уровне с равновесием между спросом и предложением на национальном и региональном уровне становится всё более сложной задачей. Для крупных централизованных блоков, таких как атомные электростанции и гидроэлектрические плотины, которые оказывают ряд очень полезных услуг системе в целом, важно оставаться частью этого быстро изменяющегося пейзажа для того, чтобы их вклад в работу всей системы был максимизирован, должным образом оценён и оплачен.

(4) **Привлечение долгосрочных инвестиций в низкоуглеродные технологии:** общей проблемой всех низкоуглеродных технологий, требующей особых мер, является обеспечение необходимого финансирования инвестиций, основанных исключительно на оптовых рыночных ценах. Сами по себе ценовое регулирование выбросов углекислого газа или механизм платы за мощность, касающийся генераторов, использующих низкоуглеродные технологии с возможностью диспетчерского управления, не будут достаточными мерами, даже если, в принципе, они являются адекватными инструментами для интернализации внешних эффектов, связанных с общественными благами защиты климата и надёжности снабжения. Ценовое регулирование выбросов углекислого газа имеет ограничения с точки зрения политической экономии и скорости воздействия. Механизмы платы за мощность, несмотря на всю их полезность, предполагают установление цен поставщиками мощности с относительно низким уровнем постоянных издержек на обеспечение мощности. Таковыми являются газовые или дизельные генераторы. Если использованию данных вариантов мешают соображения экологического характера или достаточно высокие цены на выбросы углекислого газа, существует вероятность их замены механизмом управления спросом. В обоих случаях дополнительный доход, получаемый всеми поставщиками мощности в пиковые часы, будет очень ценным для любого производителя, использующего ядерную энергию. Однако, его будет недостаточно для решения проблемы финансирования строительства новой атомной электростанции. Необходимо отметить, что в некоторых штатах США продолжение эксплуатации нескольких существующих атомных электростанций происходит только благодаря выплатам за мощность, которые они получают.

Таким образом, для привлечения новых инвестиций в низкоуглеродное производство электроэнергии требуется использование дополнительных механизмов, позволяющих обеспечить надёжность, необходимую инвесторам в капиталоемкие низкоуглеродные проекты. Прямое государственное финансирование инвестиций в мощность является наиболее простым механизмом для решения этой проблемы, однако долгое время

оно считалось несовместимым с более масштабной политикой свободного рынка. Весьма примечательным является то, что вопрос о прямом участии государства в сооружении новых атомных электростанций был совсем недавно поставлен в контексте атомной программы Великобритании. Даже если ещё слишком рано говорить о том, является ли такая стратегия успешной в более широком масштабе, интересно будет проследить за развитием событий в данном направлении.

Из сказанного следует, что «зелёные» тарифы, надбавки к рыночной цене на электроэнергию, соглашения о поставках электроэнергии, контракты на разницу цен или регулируемые тарифы на электроэнергию являются предпочтительными механизмами финансирования инвестиций в низкоуглеродное производство. Несмотря на специфические различия между ними, достоинства и недостатки, указанные выше, все они представляют собой долгосрочный контракт, гарантирующий цену, уровень которой соответствует усреднённым, а не предельным издержкам. Такой подход не обязательно предусматривает схему субсидирования, основанную на бюрократических предположениях. Аукционные торги могут заменить конкуренцию на рынке конкуренцией за рынок. Однако такого рода долгосрочные контракты не должны защищать производителей от ценовых сигналов рынка. Таким образом, при любой оценке прогнозируемых издержек, лежащей в основе требований обеспечения мощности, производимых системными операторами, должны учитываться прогнозируемые системные издержки и ценность для системы разных технологий производства электроэнергии.²³

(5) **Интернализация системных издержек:** в определённой степени системные издержки, касающиеся ПВИЭ, будут косвенно подвержены интернализации посредством адекватного применения предыдущих четырёх основополагающих принципов и не всегда будут необходимы отдельные конкретные меры. При введении цен на выбросы углекислого газа будет признана экологическая значимость низкоуглеродной генерации, в то время как при использовании механизма платы за мощность будет признана значимость диспетчерского управления. Надлежащим образом составленные электросетевые кодексы могут учитывать требования, касающиеся выравнивания нагрузок. Как указано выше, адекватные механизмы поддержки инвестиций в низкоуглеродные технологии также обеспечат интернализацию издержек на резервирование посредством действия рыночного механизма в той мере, в какой он отражает реальную ценность для системы разных технологий, использующих ПВИЭ.

Однако существуют социальные издержки, касающиеся ПВИЭ, косвенная интернализация которых не производится, такие как затраты на усиление сети передачи и распределения и издержки на подключение к сети. Уровень таких издержек, как правило, оказывается более высоким в случае ПВИЭ, чем в случае других источников энергии вследствие их децентрализованности, низкой плотности мощности и зависимости от благоприятных природных условий. Крупномасштабные генераторы с паровыми и гидроэлектрическими турбинами также обеспечивают инерцию системы в целом, что является положительным внешним эффектом. В недавнем прошлом в рамках политической экономии рынка электроэнергии обобществление системных издержек предпочиталось их непосредственному распределению. Другими словами, дополнительные издержки непосредственно учитывались в счетах потребителей, но не распределялись между производителями, использующими возобновляемые источники энергии, поскольку это могло повлиять на их конкурентоспособность на рынке.

В данной ситуации необходима некоторая прагматичность. Чётко определённое распределение затрат, включающее все экологические и системные издержки, а также издержки на инфраструктуру является наилучшим, но не всегда легко достижимым ориентиром. Точное распределение повышенных издержек, касающихся сети передачи и распределения, между разными производителями и даже разными технологиями сопряжено со сложностями, неопределённостью и, следовательно, чревато конфликтными ситуациями. Обобществление, даже если оно не является удовлетворительным вариантом решения проблемы с чисто теоретической точки зрения, имеет некоторый смысл в отношении издержек на сетевую инфраструктуру, если принимать во внимание транзакционные издержки. Ситуация изменяется в отношении издержек на подключение к сети, которые по своей природе можно легко связать с конкретными проектами, касающимися ПВИЭ, или другими. В целях обеспечения прозрачности структуры затрат такие издержки должны полностью нести застройщики. В некоторых странах-членах ОЭСР уже так и происходит, например, во Франции, однако не во всех (например, в Германии).

Таким образом, интернализация системных издержек ПВИЭ остаётся одним из пяти основополагающих принципов, необходимых для создания устойчивых рынков низкоуглеродной электроэнергии. Однако для достижения цели требуется действовать прагматично и комбинировать прямое и косвенное распределение, пересмотр механизмов поддержки и обобществление. Если такая формулировка кажется сложной, её можно упростить следующим образом: должна быть проведена интернализация большей части издержек, что должно быть учтено при усовершенствовании существующих или при создании новых стимулов, а меньшую часть следует считать, по прагматическим соображениям, социальными издержками. Разумеется, что все усилия в этих направлениях должны сопровождаться постоянной честной и прозрачной оценкой всех системных издержек.

23. В недавней работе «Критическая оценка стоимости энергии» (*Cost of Energy Review*) Дитера Хелма (*Dieter Helm*, 2017), выполненной для Министерства бизнеса, энергетики и промышленной стратегии Великобритании (BEIS), разрабатывается концепция эквивалентной гарантированной мощности (EGP), которая, фактически, является полной приведённой стоимостью (LCOE), скорректированной с учётом издержек на резервирование, с целью точного определения сопоставимой ценности для системы каждого потраченного фунта (*Helm*, 2017:47).

В совокупности указанные пять основополагающих принципов образуют устойчивую основу функционирования рынков низкоуглеродной электроэнергии, обеспечивающих продуктивное сосуществование и конкуренцию между ПВИЭ, гидроэлектрическими ресурсами и ядерной энергией, необходимую для создания электроэнергетических систем, в которых будут радикальным образом сокращены выбросы углекислого газа при наименьших затратах и высоких уровнях надёжности снабжения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Acemoglu, D. (2001), "Factor Prices and Technical Change: From Induced Innovations to Recent Debates", in *Knowledge, Formation and Expectations in Modern Macroeconomics: In Honor of Edmund Phelps* by (Eds.) Philippe Aghion, Roman Frydman, Joseph Stiglitz and Michael Woodford, Princeton University Press, pp. 464-491.
- Agora Energiewende and Sandbag (2018), *The European Power Sector in 2017: State of Affairs and Review of Current Developments*, Berlin and London, p. 41, <https://sandbag.org.uk/wp-content/uploads/2018/01/EU-power-sector-report-2017.pdf>.
- Finon, D., J.H. Keppler and F. Roques (2017), "Special section: Towards hybrid market regimes in the power sector", *Energy Policy*, Vol. 105, pp. 547-549.
- Helm, D. (2017), *Cost of Energy Review*, BEIS, London, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/654902/Cost_of_Energy_Review.pdf.
- Hicks, J. (1932), *Theory of Wages*, London, Macmillan.
- IEA (2014), *The Power of Transformation - Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*, IEA, Paris.
- IEA (2017a), *CO2 Emissions from Fossil Fuel Combustion: Highlights*, IEA, Paris.
- IEA (2017b), *Getting Wind and Solar onto the Grid*, IEA, Paris.
- IEA (2018), *Status of Power System Transformation*, IEA, Paris.
- NEA (2012) *Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-Carbon Electricity Systems*, NEA Report No. 6861, OECD, Paris.
- NEA (2015), *Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management*, OECD, Paris.
- Keppler, J.H. (2017), "Rationales for capacity remuneration mechanisms: Security of supply externalities and asymmetric investment incentives", *Energy Policy*, Vol. 105, pp. 562-570.
- OECD/IEA/NEA/ITF (2015), *Aligning Policies for a Low-carbon Economy*, OECD Publishing, Paris.
- Tester, J.W. et al. (2012), *Sustainable Energy*, Cambridge, MA, MIT Press.
- Timera Energy (2015), "Power Capacity Payments are Coming across Europe", www.timera-energy.com/power-capacity-payments-are-coming-across-europe.

Глава 5. Выводы

Декарбонизация энергетической системы, необходимая для достижения целей в области изменения климата, поставленных Парижским соглашением, сопряжена с огромными трудностями для стран-членов ОЭСР. Для достижения заданных показателей к 2040 году необходимо сократить уровень выбросов углекислого газа до примерно 50 г/кВт·ч, что составляет 1/8 от уровня, существующего на сегодняшний день. Потребуется быстрое и радикальное преобразование энергосистем с развёртыванием низкоуглеродных технологий, таких как ядерная энергетика, гидроэлектроэнергетика и энергетика на основе переменчивых возобновляемых источников энергии (ПВИЭ). В отсутствие систем улавливания и хранения CO₂ процесс перестройки также подразумевает вывод из эксплуатации угольных электростанций и наложение значительных ограничений на использование газовых электростанций. Учитывая тот факт, что подобное преобразование требует значительных инвестиций, особую важность имеет выработка долгосрочной политики, касающейся всех технологий генерации, в рамках которой может быть обеспечена стабильность и уверенность инвесторов.

На сегодняшний день основная стратегия в области декарбонизации электроэнергетических систем большинства стран-членов ОЭСР заключается в достижении масштабного использования ПВИЭ при производстве электроэнергии, в частности, фотоэлектрической солнечной и ветровой энергии. Тем не менее, быстрое развёртывание больших объёмов мощностей, использующих ПВИЭ, имело глубокие и непредвиденные последствия, касающиеся цен на электроэнергию, стоимости существующих активов и рентабельности действующих энергетических компаний. Так, значимым образом была затронута способность генераторов осуществлять инвестиции, необходимые для обеспечения коренного преобразования энергосистемы, которое требуется в рамках радикальной декарбонизации. Существует вероятность того, что последствия для энергосистемы окажутся ещё более важными в долгосрочной перспективе, что требует контроля и понимания со стороны правительств и политиков. В 2012 году публикация первого исследования Агентства по ядерной энергии (АЯЭ) при ОЭСР, в которой рассматривается вопрос интеграции ядерной и возобновляемой энергии, позволила обозначить проблему системных эффектов, разработать слаженную методологию соответствующих расчётов и предоставить результаты оценки количественных показателей, касающихся некоторых стран-членов ОЭСР. С тех пор научным сообществом, промышленными предприятиями и государственными учреждениями было проведено множество новых исследований, посвящённых теме системных эффектов. Настоящая работа основывается на новых изысканиях и на новых доступных данных и преследует цель расширения знаний в данной области.

Ключевые идеи настоящего исследования

В рамках настоящего исследования был проведен анализ нескольких сценариев радикальной декарбонизации, характеризующихся различными долями использования переменчивых возобновляемых источников энергии, гидроэлектрических ресурсов и ядерной энергии в масштабной системе, располагающей надлежащим уровнем межсистемных связей, являющейся статистически представительной в отношении нескольких стран-членов ОЭСР. Цель исследования — предоставить возможность сравнения затрат разных потенциальных долгосрочных структур генерирующих мощностей, отображенных на «моментальной снимке», которые обеспечивают соответствие заданному уровню выбросов CO₂, составляющему 50 г/кВт·ч. Анализ данных сценариев характеризуется использованием средств, обладающих большой вычислительной мощностью, при определении и выделении потенциальных технических и экономических трудностей перехода к низкоуглеродной системе выработки электроэнергии. В настоящем исследовании, учитывая сложившиеся сложности, также производится обзор ключевых политических стимулов и инструментов, которые могут способствовать радикальному сокращению выбросов углекислого газа в электроэнергетических системах стран-членов ОЭСР.

За исключением гидроэлектрических ресурсов, которые определяются извне во всех сценариях, в настоящем исследовании электроэнергетическая система рассматривается как созданная «с нуля»: структура генерирующих мощностей и почасовое распределение каждой отдельной электростанции оптимизируется для удовлетворения спроса на электроэнергию при минимальных затратах с учётом идеального прогнозирования будущего спроса и выработки электроэнергии возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ). При таком подходе обеспечивается представление структуры генерирующих мощностей в 2050

году для сравнения разных низкоуглеродных технологий и стратегий декарбонизации. Экономические допущения и технические характеристики основных технологий генерации, возможностей хранения энергии и механизмов управления спросом отражают прогнозы Международного энергетического агентства (МЭА) и АЯЭ в отношении стран-членов ОЭСР на 2020 год, а также данные оценок ряда дополнительных источников. Результаты, основанные на предположениях, касающихся издержек, которые используются в основных сценариях настоящего исследования, показывают, что структура генерирующих мощностей, опирающаяся главным образом на использование ядерной энергии, является наиболее экономически эффективной для сокращения уровня выбросов CO₂ до 50 г/кВт·ч. Кроме того, следует отметить, что затраты растут непропорционально увеличению доли ПВИЭ в системе. Тем не менее, данные результаты отражают лучшие прогнозы, существующие на сегодняшний день. В частности, последующее снижение затрат на выработку электроэнергии ПВИЭ, моделируемое в Сценарии VI «Минимизация издержек при использовании низкотратных возобновляемых источников энергии», могло бы привести к созданию комплексной системы с большой долей как ПВИЭ, так и ядерной энергии.

Расширенное развёртывание мощностей, использующих ПВИЭ, оказывает значительное воздействие на профиль, изменчивость и предсказуемость остаточной нагрузки, т. е. нагрузки, которая должна обеспечиваться традиционными генераторами, предусматриваемыми возможностью диспетчерского управления. Результаты анализа сценариев показывают, что при строгом ограничении выбросов углекислого газа, равном 50 г/кВт·ч, принятом во всех сценариях настоящего исследования, угольные технологии не применяются, несмотря на то, что они являются наиболее дешёвым вариантом производства исключительно с точки зрения издержек. Совокупная доля низкоуглеродных технологий (атомной энергетики, гидроэнергетики и энергетики на основе ПВИЭ) остаётся практически неизменной во всех сценариях. В отношении структуры генерирующих мощностей, основное наблюдаемое явление заключается в том, что при более амбициозных заданных уровнях внедрения ПВИЭ вытесняют ядерную энергию практически в соотношении один к одному. Необходимо отметить, что доля технологий, использующих ПВИЭ, в структуре генерирующих мощностей является экзогенной переменной, заданной во всех сценариях, изучаемых в рамках настоящего исследования, кроме последнего. Иными словами, в то время как доля генерации ПВИЭ определяется заранее в семи сценариях из восьми, совокупный объём электроэнергии, вырабатываемой посредством использования ПВИЭ и ядерной энергии, определяется в результате экономической оптимизации с учётом общего целевого показателя выбросов CO₂.

В зависимости от предопределённой доли ПВИЭ происходит ощутимое увеличение совокупной генерирующей мощности; по сравнению с базовым сценарием установленная мощность увеличивается в два раза в сценарии с 50-процентной долей ПВИЭ и в три раза в сценарии с 75-процентной долей ПВИЭ. Данное наблюдение отражает не только снижение коэффициента нагрузки, достигаемого электростанциями, использующими ПВИЭ, по сравнению с электростанциями базовой нагрузки, предусматриваемыми возможностью диспетчерского управления, но и растущее сокращение генерации ПВИЭ и их низкую фактическую мощность, особенно при более высокой доле в производстве электроэнергии. В отношении генерации на основе ископаемого топлива, растущий уровень внедрения фотоэлектрических солнечных и ветряных электростанций приводит к переходу от использования относительно эффективных газовых турбин комбинированного цикла (ГТКЦ) к применению газовых турбин с открытым циклом (ГТОЦ) — менее эффективных, но более манёвренных и характеризующихся более низким уровнем капитальных затрат. Такой переход объясняется тем, что растущие требования к обеспечению манёвренности и снижающиеся коэффициенты нагрузки способствуют развёртыванию менее капиталоемких электростанций, предусматривающих возможность диспетчерского управления, для покрытия остаточной нагрузки. Подобный переход от более эффективных электростанций, работающих в течение большого количества часов, к менее эффективным, эксплуатирующимся в течение меньшего количества часов, но имеющим меньший уровень капитальных затрат, приводит, как правило, к увеличению издержек на резервирование и совокупных системных издержек в сценариях с высокой долей ПВИЭ.

Режим работы и требования к манёвренности, предъявляемые к тепловым электростанциям, существенным образом зависят от заданного уровня внедрения ПВИЭ. При увеличении доли ПВИЭ в структуре генерирующих мощностей от тепловых электростанций могут требоваться более частые изменения мощности и работа при меньших коэффициентах нагрузки. Например, в сценарии с преобладающей долей ПВИЭ средний коэффициент нагрузки ГТКЦ на 25 % ниже, чем в базовом сценарии, основанном исключительно на низкоуглеродных технологиях, предусматривающих возможность диспетчерского управления. В частности, режим эксплуатации атомных электростанций изменяется существенным образом: если доля генерации ПВИЭ превышает 30 %, от АЭС требуется больший уровень манёвренности и достижимые коэффициенты нагрузки уменьшаются. Тем не менее, достижение более амбициозных уровней использования возобновляемых источников энергии также подразумевает необходимость более частого сокращения генерации ПВИЭ. Потребность в сокращении выработки ПВИЭ появляется при уровне внедрения, равном 30 %, и резко возрастает по мере увеличения доли ПВИЭ. При 50-процентной доле ПВИЭ коэффициент сокращения генерации последней внедрённой установки, использующей ПВИЭ, составляет около 10 %. В сценарии с 75 % ПВИЭ необходимо сократить около 18 % совокупного объёма электроэнергии, вырабатываемой ПВИЭ, а коэффициент сокращения генерации последней внедрённой установки превышает 36 %.

Согласно предположениям в отношении затрат, применённым в рамках настоящего исследования, структура генерирующих мощностей, удовлетворяющая спрос на электроэнергию при минимальных издержках, главным образом основана на использовании низкоуглеродных технологий, предусматривающих возможность диспетчерского управления, таких как атомная энергетика и гидроэнергетика. Адекватное сочетание мощностей этих двух технологий, а также газовых электростанций позволяет добиться сокращения

выбросов углекислого газа наиболее экономически эффективным способом. Стоимость производства электроэнергии увеличивается с ростом доли ПВИЭ в системе. Несмотря на то, что объём дополнительных расходов является ограниченным при низких уровнях внедрения ПВИЭ, он значительно увеличивается при более высоких уровнях; это отражает не только повышение издержек на уровне электростанции в отношении ПВИЭ, но и дополнительные трудности внедрения в структуру генерирующих мощностей дополнительных блоков ПВИЭ, не предусматривающих возможность диспетчерского управления, и снижение их ценности для системы. Результаты моделирования показывают, что при достижении 30-процентного уровня внедрения ПВИЭ издержки на выработку электроэнергии повышаются на 17 % по сравнению с базовым сценарием. Достижение более высоких уровней внедрения ПВИЭ, составляющих 50 и 75 % общего объёма вырабатываемой электроэнергии, увеличивает издержки на производство электроэнергии на 33 % и более чем на 70 % соответственно. Для среднemasштабной страны, как та, которая представлена в настоящем исследовании, объём дополнительных расходов на производство электроэнергии находится в диапазоне от нескольких миллиардов до нескольких десятков миллиардов долларов США в год.

Анализ и рассмотрение вопроса совокупных издержек на производство электроэнергии, представленные выше, являются для политических аналитиков только первым шагом и должны сопровождаться исследованием других параметров. Такая работа выполняется путём дополнения издержек на резервирование, рассчитанных в рамках настоящего исследования, данными оценки других компонентов системных издержек, содержащимися в публикациях. Объём системных издержек, рассчитываемый с учётом увеличения удельных затрат ПВИЭ, может быть существенным и, необходимо напомнить, зависит от уровня внедрения. При уровне внедрения ПВИЭ, равном 10 %, системные издержки по-прежнему ограничиваются 7 долларами США/МВт·ч_{ПВИЭ}. При 30-процентном уровне внедрения ПВИЭ системные издержки увеличиваются более чем в два раза, достигая 17,5 долларов США/МВт·ч_{ПВИЭ}, а при уровне внедрения, равном 50 %, составляют 30 долларов США/МВт·ч_{ПВИЭ}. Более высокие заданные уровни внедрения ПВИЭ ведут к росту системных издержек до 50 долларов США/МВт·ч_{ПВИЭ}. Данные значения следует сравнивать с издержками на уровне электростанции, касающимися ПВИЭ, которые в зависимости от сценария находятся в диапазоне от 60 долларов США за МВт·ч в случае наземных ветряных электростанций до 130 долларов США за МВт·ч в случае фотоэлектрических солнечных электростанций. Также следует отметить, что любое снижение издержек на уровне электростанции практически не отражается на системных издержках до тех пор, пока доля ПВИЭ остаётся экзогенной переменной. Более того, все четыре компонента системных издержек (издержки на выравнивание нагрузок, издержки на резервирование, издержки на подключение и сетевые издержки) растут по мере и степени развёртывания ПВИЭ, но разными темпами. В частности, издержки на резервирование увеличиваются значительно более высокими темпами, чем все остальные компоненты системных издержек. Первоочередную важность имеет понимание того, что системные издержки, касающиеся ПВИЭ, существенным образом зависят от присущих конкретной стране характеристик рассматриваемой системы. Системы с меньшим объёмом управляемых ресурсов сталкиваются с более серьёзными трудностями при внедрении ПВИЭ и с более высоким уровнем издержек на выработку электроэнергии. Допущения, касающиеся гидроэнергетических ресурсов и межсистемных связей с соседними странами, являются критически важными в таких случаях. Например, при уровне внедрения ПВИЭ, равном 50 %, совокупные системные издержки увеличиваются практически в два раза с 28 долларов США/МВт·ч_{ПВИЭ} в случае эталонной системы до 48 долларов США/МВт·ч_{ПВИЭ} в случае изолированной системы без управляемых гидроэнергетических ресурсов.

Растущие по мере увеличения доли генерации ПВИЭ издержки на резервирование и последующее сокращение ценности генерации ПВИЭ для электроэнергетической системы отражаются во всё более низких ценах на электроэнергию, производимую фотоэлектрическими солнечными и ветряными электростанциями. Результаты настоящего исследования подтверждают, что доходы электростанций, использующих ПВИЭ, получаемые на рынках электроэнергии, снижаются резко и нелинейно по мере увеличения уровня их внедрения и что такое снижение значительно более существенно в случае фотоэлектрических солнечных электростанций, чем в случае ветряных электростанций. Это объясняется автокорреляцией фотоэлектрических солнечных и ветровых ресурсов, которые, как правило, вырабатывают электроэнергию в то же время, когда её производят и другие электростанции того же типа, что снижает рыночную стоимость электроэнергии непосредственно в момент генерации ПВИЭ. Соответственно, рыночные доходы фотоэлектрических солнечных электростанций уже снижаются в два раза при достижении уровня внедрения, составляющего 12,5 %. Последующее развёртывание фотоэлектрических солнечных мощностей до достижения доли генерации, равной 17,5 %, вновь в два раза сокращает рыночную стоимость мегаватт-часа, производимого на основе фотоэлектрической солнечной энергии, до уровня ниже 20 долларов США/МВт·ч. Аналогичная тенденция, но менее выраженная, наблюдается и в отношении наземных ветряных электростанций, характеризующихся более высоким по сравнению с фотоэлектрическими солнечными электростанциями коэффициентом нагрузки, и чей профиль генерации характеризуется лучшим временным распределением. Эти обстоятельства поднимают серьёзные вопросы об оптимальном уровне внедрения технологий на основе ПВИЭ и о долгосрочном экономически устойчивом развитии механизмов поддержки, используемых в настоящее время для их развития.

Переход к низкоуглеродным системам имеет последствия, выходящие далеко за пределы описанных выше технических и экономических аспектов. Во-первых, система становится более капиталоемкой. По сравнению со структурой генерирующих мощностей, существующей в большинстве стран-членов ОЭСР, где доля каждого типа издержек, инвестиционных и переменных, в совокупных издержках в течение жизненного цикла равна приблизительно 45 %, в случае низкоуглеродных сценариев доля инвестиционных издержек в совокупных издержках составляет 60–70 %, а переменные издержки находятся на гораздо более низком уровне. Во-вторых, возрастает изменчивость цен. Одним из самых поразительных эффектов развёртывания на энергетических рынках переменчивых источников энергии, характеризующихся низким уровнем предельных

издержек, является появление часов с нулевыми ценами и значительное повышение изменчивости цен на электроэнергию. Нулевые цены на электроэнергию начинают появляться по достижении 30-процентного уровня внедрения ПВИЭ. Количество эпизодов с нулевыми ценами существенным образом увеличивается с ростом уровня внедрения ПВИЭ; при 50-процентном уровне внедрения более 1 200 часов в году характеризуются нулевыми ценами, что составляет около 14 % времени. Когда за счёт ПВИЭ удовлетворяется 75 % спроса, нулевые цены наблюдаются в течение 3 750 часов, т. е. в течение 43 % времени. Учащение эпизодов с нулевыми ценами компенсируется увеличением количества часов с высокими ценами на электроэнергию. Например, число часов, в течение которых цены на электроэнергию превышают 100 долларов США/МВт·ч, существенно возрастает, когда доля генерации ПВИЭ превосходит 30 %. Высокий уровень изменчивости оптовых рыночных цен на электроэнергию и зависимость от ограниченного числа часов с высокими или очень высокими рыночными ценами существенно повышают риски рынка электроэнергии для всех технологий генерации. Повышенный рыночный риск автоматически увеличивает ожидаемую инвесторами ставку доходности капиталовложений, что соответственно, приводит к более высокому уровню капитальных издержек. Данное явление чревато снижением инвестиций в новые электроэнергетические мощности и долгосрочным рискам, связанным с надёжностью поставок. Этот вывод особенным образом касается низкоуглеродных технологий, таких как технологии, использующие ПВИЭ, или ядерная энергетика, которые ввиду высокой капиталоемкости и более продолжительных сроков окупаемости, являются более чувствительными к долгосрочным изменениям в уровне цен на электроэнергию, а также к более высоким капитальным затратам, обусловленным повышением изменчивости цен и риска.

Варианты эффективной политики как ключевой фактор декарбонизации электроэнергетического сектора

Что могут сделать политики для создания структуры генерирующих мощностей, в которой выбросы углекислого газа сокращены радикальным образом, и для стимулирования массивных инвестиций в низкоуглеродные технологии, такие как ядерная энергетика, энергетика, использующая ПВИЭ, и гидроэнергетика? Электроэнергетические системы стран-членов ОЭСР, полагающиеся на либерализованные оптовые рынки для обеспечения необходимых инвестиций, уже сталкиваются с серьёзными трудностями в попытке достижения двойной цели: быстрой декарбонизации и обеспечения адекватного уровня инвестиций в низкоуглеродные технологии. Причинами, в частности, являются относительно неблагоприятные условия, в которых находятся технологии с высоким уровнем постоянных издержек на либерализованном рынке с изменчивыми ценами, отсутствие стабильных цен значимого уровня на выбросы углекислого газа и нерыночное финансирование большого количества переменчивых возобновляемых источников энергии без учёта воздействия на остальные элементы энергосистемы. Данные недостатки способствовали тому, что постепенное возвращение к регулированию стало одним из реальных вариантов дальнейшего развития электроэнергетического сектора стран-членов ОЭСР.

Риск заключается в том, что полномасштабное возвращение к регулируемым системам может причинить больше вреда, чем пользы, поскольку оно приведёт к потере прироста эффективности, принесённого либерализацией, при отсутствии чёткого плана на будущее. Альтернатива заключается в переходе к конкретным рыночным схемам, подразумевающим низкоуглеродную генерацию и основанным на следующих пяти основополагающих принципах: (1) постоянная работа краткосрочных рынков для эффективного распределения и выявления фактической ценности для системы вырабатываемой электроэнергии; (2) ценовое регулирование выбросов углекислого газа; (3) определение механизмов, необходимых для обеспечения адекватного уровня мощности, манёвренности и инфраструктуры для передачи и распределения; (4) установление надлежащих схем привлечения долгосрочных инвестиций в низкоуглеродные технологии, включая пересмотр существующих мер поддержки; и (5) интернализация системных издержек в тех случаях, когда это практически возможно и необходимо. Поскольку детали реформы рынков электрической энергии потребуют предметных дискуссий с участием экспертов, важно, чтобы политики осознавали важность данных пяти основополагающих принципов, необходимых для сохранения равновесия между краткосрочным конкурентным давлением и стимулированием долгосрочных инвестиций в низкоуглеродное производство электроэнергии.

Во-первых, необходимо поддерживать существующие краткосрочные рынки для эффективного распределения. Либерализация рынков электроэнергии имела свои достоинства. Несмотря на существование широкого консенсуса в отношении того, что либерализованные рынки электроэнергии самостоятельно не обеспечили стимулирование для привлечения инвестиций в низкоуглеродные технологии на достаточном уровне, также признаётся их эффективность в использовании существующих активов. Ценообразование на основе предельных издержек, опирающееся на краткосрочные переменные издержки, не является идеальным механизмом для стимулирования внедрения технологий с высоким уровнем капитальных затрат, но в то же время оно является адекватным способом обеспечения оптимального использования существующих ресурсов, т. е. обеспечения производства мегаватт-часа электроэнергии с наименьшими возможными затратами в любой момент и в условиях действия рыночных цен, распространяемых на всех производителей. Понимание данной двойственности предполагает совмещение рынков краткосрочного распределения с чётко определёнными механизмами, необходимыми для стимулирования инвестиций в низкоуглеродные технологии.

Во-вторых, необходима работа в направлении ценового регулирования выбросов углекислого газа, каковы бы ни были институциональные препятствия и попытки лоббистов помешать его внедрению. Давление со стороны производителей электроэнергии, использующих ископаемое топливо, и соответствующих заинтересованных сторон в ходе принятия политических решений сделало действенное ценовое регулирование выбросов углекислого газа скорее исключением, чем правилом в странах-членах ОЭСР. Тем не менее, в странах, где данный механизм был внедрён, таких как Швеция или Великобритания, он высокоэффективным образом способствовал декарбонизации. Надёжная цена на выбросы углекислого газа является мощным показателем для производителей, потребителей и других заинтересованных сторон, таких как поставщики, который позволяет формировать ожидания в отношении долгосрочного развития электроэнергетической системы. Ценовое регулирование выбросов углекислого газа позволит извлечь выгоду всему обществу. В то же время некоторые заинтересованные стороны понесут убытки, в частности, производители электроэнергии, получаемой из ископаемого топлива, и её потребители. Их компенсация на определённом уровне должна быть включена в любой политически устойчивый пакет мер. Количественные результаты настоящего исследования подкрепляют вывод о том, что наиболее экономически эффективным способом достижения низкого уровня выбросов углекислого газа является введение цен на выбросы углекислого газа, что ограничивает производство электроэнергии с использованием ископаемого топлива и позволяет развёртывание наиболее эффективных низкоуглеродных ресурсов. В условиях существования цен на выбросы углекислого газа (или эквивалентного ограничения выбросов) все низкоуглеродные технологии находятся в условиях свободной конкуренции и развёртываются в системе до достижения оптимального уровня при соответствующем максимальном увеличении их частной ценности, а также ценности для всей системы.

В-третьих, необходима разработка механизмов, действующих на долгосрочной основе, для обеспечения надлежащего уровня мощности, манёвренности и инфраструктуры для передачи и распределения: производство электроэнергии лежит в основе любой энергосистемы, однако, фактически, является лишь её частью. Для любой электроэнергетической системы необходима база для обеспечения достаточной мощности, манёвренности, системных услуг и соответствующая физическая инфраструктура. Несмотря на то, что предоставление таких дополнительных услуг всегда имело место, изменчивость ПВИЭ и новейшие технологические достижения акцентируют их растущую значимость. Такие изменения технологического и поведенческого характера, как распространение цифровых технологий в сфере сетевого управления, аккумуляторных батарей и механизмов управления спросом (УС), а также, в некоторых случаях, децентрализованное производство и потребление, ещё больше усложняют решение задачи. Краткосрочные рынки для обеспечения управляемости, выравнивание нагрузок, усиление межсистемных связей с соседними странами и механизмы платы за мощность являются элементами решения. Также важно признать вклад в стабильность и инерцию энергосистемы крупных централизованных объектов, таких как атомные электростанции или плотины гидроэлектростанций, и оценивать его надлежащим образом.

В-четвёртых, необходимо создание адекватных механизмов стимулирования инвестиций в низкоуглеродные технологии. Высокий уровень капиталоемкости низкоуглеродных технологий требует особых финансовых решений. Сами по себе ценовое регулирование выбросов углекислого газа или механизм платы за мощность, касающийся генераторов, использующих низкоуглеродные технологии с возможностью диспетчерского управления, не будут достаточными мерами, даже если, в принципе, они являются адекватными инструментами для интернализации внешних эффектов, связанных с общественными благами защиты климата и надёжности снабжения. В данном контексте понятие надёжности снабжения имеет двойной смысл. С одной стороны, оно подразумевает надлежащее предвосхищение долгосрочных потребностей и обеспечение адекватного уровня мощности для разных сценариев спроса. С другой стороны, оно подразумевает способность обеспечить подачу электроэнергии в редкие часы чрезвычайно высокого спроса, например, при резких похолоданиях, во избежание аварийного отключения и дефицитного ценообразования. Специальные механизмы платы за мощность (МПМ), рассчитанные на разрешение указанной проблемы, касаются главным образом поставщиков мощности, имеющих относительно низкий уровень постоянных издержек на обеспечение мощности, которыми обычно являются ТАОЦ, поскольку только этот сектор энергетики готов к инвестициям, когда ожидаемое количество часов эксплуатации выражается двузначными числами. Дополнительный доход, получаемый всеми поставщиками мощности в пиковые часы в результате применения МПМ, будет иметь очень высокую ценность для любого производителя, использующего ядерную энергию, но его будет недостаточно для решения проблемы финансирования строительства любой новой низкоуглеродной мощности, какой бы она ни была: атомная, ветряная или фотоэлектрическая солнечная электростанция.

В связи с этим политики должны принимать трудные решения для нахождения адекватного соотношения между нерыночной поддержкой и воздействием оптовых рыночных цен на низкоуглеродные технологии с высоким уровнем постоянных издержек. С одной стороны, «зелёные» тарифы, долгосрочные соглашения о поставках электроэнергии, контракты на разницу цен, регулируемые тарифы на электроэнергию, надбавки к рыночной цене на электроэнергию и даже прямые субсидии на капитальные вложения посредством, например, кредитных поручительств, представляют собой адекватные инструменты для достижения долгосрочной надёжности снабжения с использованием низкоуглеродных технологий. Надбавки к рыночной цене на электроэнергию или прямые субсидии на капитальные вложения даже позволяют сохранить связь с оптовыми рыночными ценами, что важно для эффективного распределения и определения ценности. Даже применение «зелёных» тарифов или иных инструментов, основной особенностью которых является долгосрочный контракт, гарантирующий цену, соответствующую средней стоимости, не обязательно означает

полный отказ от конкуренции. Конкурентные аукционы могут заменить конкуренцию на рынке конкуренцией за рынок.

При разработке надёжных электроэнергетических систем, характеризующихся низким уровнем выбросов углекислого газа, необходимо, чтобы все низкоуглеродные технологии играли определённую роль, и их развёртывание не должно зависеть исключительно от действующего на конкурирующих рынках ценообразования на основе предельных издержек. Особенным образом это касается технологий, использующих ПВИЭ, которые больше всех страдают от низких цен, вызванных их собственным использованием. Ввиду отличий в жизненных циклах, характеристиках рисков и финансовых структурах, отдельные технологии всё ещё будут нуждаться в специальных, индивидуально разработанных инструментах, несмотря на то, что все они основаны на одном принципе, заключающемся в том, что инвестиции в технологии с высоким уровнем постоянных издержек требуют высокого уровня стабильности цен и доходов. Растёт необходимость такой поддержки также и в отношении производителей, использующих ископаемое топливо, в системах со значительной долей ПВИЭ, применение которых стимулируется селективными рыночными механизмами, поскольку последние увеличивают разрыв между издержками на производство электроэнергии и ценами на электроэнергию. С ростом доли использования ПВИЭ объём рыночных доходов постепенно становится недостаточным для покрытия издержек на выработку электроэнергии и требуются дополнительные механизмы компенсации для создания желаемой структуры генерирующих мощностей.

В-пятых, необходима интернализация системных издержек там, где она ещё не была обеспечена вышеуказанными четырьмя основополагающими принципами. При введении цен на выбросы углекислого газа будет признана экологическая ценность низкоуглеродной генерации, в то время как при использовании механизма платы за мощность будет признана значимость диспетчерского управления. В принципе, вследствие воздействия цен на электроэнергию произойдёт интернализация издержек на резервирование и оплата каждой единицы произведённой электроэнергии согласно её фактической ценности для системы. Практическое применение данного теоретически обоснованного принципа ограничивается в связи с необходимостью предоставления долгосрочных ценовых гарантий для вышеназванных низкоуглеродных технологий. Важно также не добавлять к прямому субсидированию ещё и косвенное. Так, надлежащим образом составленные электросетевые кодексы могут учитывать требования, касающиеся выравнивания нагрузок, а издержки на подключение к сети можно без особых проблем закрепить за каждым отдельным энергоблоком. Однако существуют социальные издержки, касающиеся ПВИЭ, косвенная интернализация которых не производится, такие как затраты на усиление сети передачи и распределения. Объём таких издержек, как правило, оказывается более высоким в случае ПВИЭ, чем в случае других источников энергии вследствие их децентрализованности, низкой плотности мощности и зависимости от благоприятных природных условий. В недавнем прошлом в рамках политической экономии рынка электроэнергии обобществление системных издержек предпочиталось их непосредственному распределению.

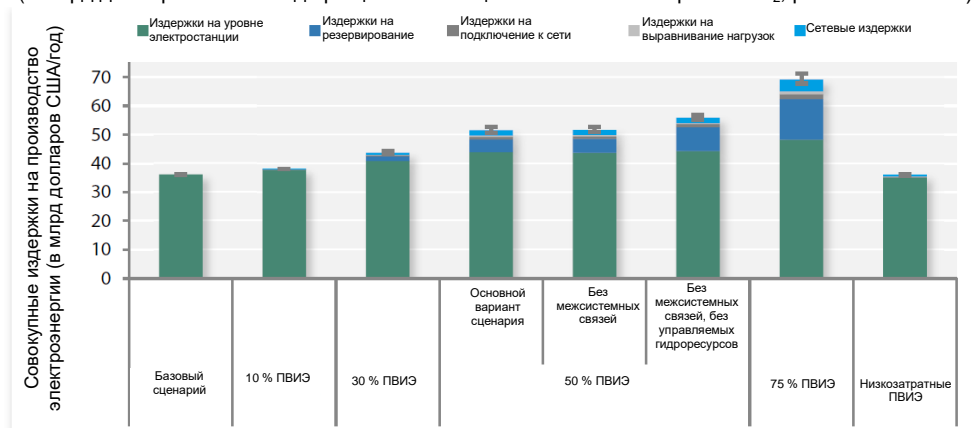
В совокупности указанные пять основополагающих принципов образуют основу функционирования рынков низкоуглеродной электроэнергии, обеспечивающих оптимальное сосуществование ПВИЭ, гидроэлектрических ресурсов и ядерной энергии в рамках эффективной интегрированной электроэнергетической системы; они приведут к созданию энергосистем, в которых будут радикальным образом сокращены выбросы углекислого газа при наименьших затратах и высоких уровнях надёжности снабжения, независимых от индивидуальной оценки издержек или природных ресурсов конкретной страны. И что более важно, эти пять основополагающих принципов позволят разработать структуру рынков, которые будут отличаться устойчивостью, в том смысле, что они смогут обеспечить инвестиции, необходимые для крупномасштабного развёртывания низкоуглеродных технологий, требуемых для быстрого и кардинального преобразования энергосистемы.

Следует отметить, что данная концептуальная схема не зависит от предпочтений страны при выборе между ядерной энергетикой, гидроэнергетикой или энергетикой на основе ПВИЭ. Данное систематическое представление составных элементов, используемых для создания экономически эффективных низкоуглеродных электроэнергетических систем, таким образом, полностью согласуется с предыдущим исследованием, посвящённым системной реформе рынка, выполненным Международным энергетическим агентством (МЭА), (см., например, МЭА, 2016) «Модернизация рынков. Структура рынка и регулирование перехода к низкоуглеродным энергосистемам» (*Re-powering Markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems*) (ОЭСР, Париж). В данном исследовании АЯЭ, посвящённом анализу системных издержек, представлена общая схема возможной низкоуглеродной электроэнергетической системы. Выбор конкретных долей ядерной энергии и ПВИЭ в структуре генерирующих мощностей в зависимости от компромисса между совокупными затратами на производство электроэнергии, социальными и политическими предпочтениями, остаётся за странами-членами ОЭСР.

Согласно предположениям в отношении издержек, применяемым в рамках настоящего исследования, наиболее эффективным способом достижения амбициозного уровня выбросов CO₂, составляющего 50 г/кВт·ч, является использование ядерной энергии и гидроэлектрических ресурсов в качестве низкоуглеродных источников, предусматривающих возможность диспетчерского управления, а не ветровой и фотоэлектрической солнечной энергии. Кроме того, совокупные издержки на выработку электроэнергии увеличиваются непропорционально росту доли использования переменчивых возобновляемых источников энергии, что отражено ниже на рис. 74. Тем не менее, развитие переменчивых возобновляемых источников энергии, таких как ветровая и фотоэлектрическая солнечная энергия, является самостоятельной политической целью, имеющей лишь косвенное отношение к вопросу сокращения выбросов парниковых газов. Активная политика большинства стран-членов ОЭСР по продвижению использования ветровой и фотоэлектрической солнечной энергии, практически не принимающая во внимание их влияние в краткосрочной и среднесрочной перспективе на выбросы углекислого газа (см. также рис. 73), привела к смене технологий с сильной

динамикой снижения стоимости, которое, вероятнее всего, продолжится в обозримом будущем. Несмотря на то, что в конечном счёте адекватная структура генерирующих мощностей является предметом политического выбора, аналитические исследования, такие как настоящее, дают представление о технических и экономических ограничениях возможных вариантов.

Рисунок 74. **Совокупные издержки на выработку электроэнергии в зависимости от доли ПВИЭ**
(в млрд долларов США в год при целевом общем показателе выбросов CO₂, равном 50 г/кВт·ч)



Ниже объясняется суть Сценария VI «Минимизация издержек при использовании низкозатратных возобновляемых источников энергии». С учётом того, что в данном сценарии уровень однодневных капитальных затрат ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций на 1/3 или на 2/3 ниже соответствующего показателя базовых сценариев, поддерживается идея реалистичности распространения данной структуры генерирующих мощностей во многих странах-членах ОЭСР. Такая структура, объединяющая в себе как ПВИЭ, так и технологии, предусматривающие возможность диспетчерского управления, опирается на следующие четыре основополагающих принципа:

1. доля использования ветряных и фотоэлектрических солнечных электростанций составляет 30–40 %;
2. более крупная доля, составляющая 40–60 %, обеспечивается низкоуглеродными технологиями, предусматривающими возможность диспетчерского управления, такими как атомные энергоблоки или, возможно, электростанции, работающие на ископаемом топливе, располагающие механизмами улавливания и хранения углерода;
3. применение максимально возможного количества низкоуглеродных источников манёвренности, включая гидроресурсы, механизмы регулирования спроса и межсистемные связи;
4. постепенное снижение доли технологий, отличающихся высоким уровнем манёвренности, использующих ископаемое топливо, не располагающих возможностью улавливания и хранения углерода, обеспечивающих манёвренность остальной части системы.

Также следует напомнить, что данные результаты основаны на подходе создания системы «с нуля». Это означает, что оптимизация системы производится без учёта каких-либо параметров, касающихся существующей структуры генерирующих мощностей. При буквальном восприятии, естественно, данный подход неудовлетворительным образом описывает действительность. В то же время он существенно улучшает прозрачность и удобочитаемость результатов моделирования и, следовательно, увеличивает их значимость в процессе разработки политических мер. Следует также учитывать то, что достижение целевого уровня выбросов углекислого газа, равного 50 г/кВт·ч, автоматически подразумевает наличие долгосрочных временных рамок, с этой точки зрения 2050 год является удобным ориентиром. За более чем тридцать лет, остающиеся до истечения указанного срока, большая часть действующих в настоящее время производственных мощностей будет заменена, что значительно снижает важность существующей структуры генерирующих мощностей.

Аналогичным образом следует учитывать то, что в настоящем исследовании использован экономический подход, нацеленный на определение наименее затратных вариантов решения задачи в рамках статической оптимизации. Применение динамических подходов, в рамках которых выстраиваются иные пути перехода или акцентируются производительность, сроки строительства и наличие природных и трудовых ресурсов, привело бы к получению других выводов. Ни одна модель не может воссоздать реальный мир. Любой процесс моделирования сопряжён с нахождением компромиссов. В рамках настоящего исследования было решено сосредоточить внимание на прозрачности издержек и ряде воздействий, оказываемых на надлежащим образом воспроизведённую электроэнергетическую систему с учётом разных долей ПВИЭ в структуре генерирующих мощностей. Главной целью было сделать исследование полезным для политиков.

За период с настоящего времени по 2050 год, обозначенные временные рамки данного исследования, в результате научно-исследовательских разработок и усилий по их внедрению, также, вероятно, снизится совокупная стоимость производства электроэнергии. Не исключено, что технологии станут более дешёвыми и более манёвренными. Возможно последующее снижение издержек низкоуглеродных технологий, таких как атомная энергетика, за счёт применения малых модульных реакторов (ММР), ПВИЭ и аккумуляторных батарей. В большей степени по причине своей физической природы процесс улавливания и хранения углекислого газа маловероятно станет конкурентной альтернативой даже к 2050 году, однако нельзя исключать и случай исключительного технологического прорыва. Электроэнергетический сектор также может стать в большей степени взаимосвязанным с другими секторами экономики вследствие применения когенерации, технологии преобразования избыточной энергии в газ и взаимодействия с информационно-коммуникационными технологиями.

Данное исследование не претендует на то, что моделируемые сценарии, соответствующие техническим показателям и издержки окажутся теми, которые фактически будут реализованы в 2050 году, и не содержит никаких предположений относительно будущих технологических разработок. Целью настоящего исследования является информирование политиков и широкой общественности о сложности достижения амбициозных целей по сокращению выбросов углекислого газа только посредством использования технологий генерации на основе ПВИЭ. По этой причине в настоящее исследование не включён анализ технической осуществимости энергосистем с высокой долей использования ПВИЭ. Такие технические ограничения, как скорость изменения мощности, являются незначительными при 10-процентном уровне внедрения ПВИЭ, когда градиенты, превышающие 5 ГВт·ч, очень редки. Однако их появление важным образом учащается при более высокой доле генерации ПВИЭ: при 50 % или 75 % ПВИЭ в структуре генерирующих мощностей несколько раз в неделю приходится сталкиваться с градиентами, которые могут достигать 20 ГВт·ч. Однако моделирование подобных технических ограничений с надлежащим уровнем точности потребовало бы временного разрешения ниже, чем почасовое, применённое в рамках использованной модели. Таким образом, следует помнить, что в зависимости от активно развивающегося предложения технологий системной интеграции техническая осуществимость может налагать дополнительные ограничения.

Каждое из вышеизложенных замечаний требует дальнейшего исследования. К счастью, как отмечено в главе 2, всё более структурированное научное сообщество ведёт конструктивный диалог по многим из вышеуказанных вопросов. Безусловно, требуется проведение дальнейших изысканий и одной из целей настоящего отчёта является привлечение внимания политиков к необходимости устойчивого финансирования исследований в данной области. Суммы, о которых идёт речь, конечно, представляют собой лишь малую часть затрат, сэкономленных в результате принятия более осведомлённых решений, касающихся электроэнергетического сектора.

Для начала необходимо исследовать большее количество электроэнергетических систем с учётом ряда реалистичных допущений, касающихся конкретных стран. На это направлена инициатива АЯЭ, представленная в разделе 4.6. Проведение расширенного исследования поможет более точному определению ключевых факторов данных комплексных электроэнергетических систем. Такая работа также в той или иной мере позволит установить критерии сравнительной оценки для более точного моделирования и, соответственно, улучшить структуризацию продолжающегося научного диалога в данной области. Другими приоритетными темами являются исследование технических ограничений в рамках временного разрешения, учитывающего интервалы продолжительностью менее часа, а также анализ издержек на расширение сетей передачи и распределения. Также необходимо изучить альтернативы подходу создания системы «с нуля» в долгосрочной перспективе для оценки издержек, связанных с достижением заданного уровня выбросов углекислого газа, использованного в рамках настоящего исследования. В данном контексте, особый интерес с точки зрения принятия политических решений представляет изучение сценариев более быстрого перехода, сосредоточенных на крайне ограниченном эмпирическом воздействии развертывания ПВИЭ на уровень сокращения выбросов; в частности, в сочетании с использованием ископаемого топлива для замены ядерной энергии.

На практике, выбор структуры проектируемого рынка электроэнергии и, в частности, структуры генерирующих мощностей зависит от политического выбора на государственном уровне. Несмотря на то, что для снижения выбросов парниковых газов и предотвращения опасного изменения климата прилагаются усилия в глобальном масштабе, конкретные результаты будут достигнуты посредством более широкого сочетания социальных и политических критериев. Все вместе, местное и региональное загрязнение, системные издержки, техническая стойкость и долгосрочная надёжность поставок будут играть свою роль в процессе принятия решений. Особое место в данном процессе принадлежит ядерной энергии. В то время как благодаря её использованию надёжным образом производятся большие объёмы электроэнергии и при этом учитывается возможность диспетчерского управления и низкий уровень выбросов углекислого газа, в ряде стран-членов ОЭСР возникает вопрос её социальной приемлемости. Тем не менее, результаты данного исследования показывают, что ядерная энергия всё ещё остаётся экономически оптимальным вариантом, позволяющим удовлетворять жёсткие ограничения на выбросы углекислого газа, несмотря на экономические проблемы, стоящие перед атомной энергетикой, связанные с переходом от одного поколения ядерных реакторов к другому. Экономические преимущества использования ядерной энергии не объясняются издержками на уровне электростанции. На самом деле, они объясняются объёмом совокупных издержек, касающихся атомных электростанций, в составе электроэнергетической системы. Издержки на уровне электростанции ощутимо сократились в случае электростанций, использующих переменчивые возобновляемые источники энергии, однако соответствующие совокупные издержки в составе энергосистемы

не учитываются, поскольку высокоинтенсивная выработка сосредоточена в течение ограниченного количества часов. Все эти факторы будут влиять на процесс принятия окончательных решений в каждой стране.

Независимо от выбранной конкретной структуры генерирующих мощностей страны-члены ОЭСР должны вместе работать над внедрением указанных выше пяти основополагающих принципов создания низкоуглеродных энергосистем. В ближайшие годы технологии и поведение потребителей по-прежнему будут стремительно изменяться. Однако с высоким уровнем вероятности, направления развития, основанные на пяти основополагающих принципах, рассмотренных выше — конкурентные рынки краткосрочного распределения, цены на выбросы углекислого газа, централизованные механизмы для обеспечения инфраструктуры, долгосрочная стабильность для инвесторов в низкоуглеродные производственные мощности и интернализация системных издержек — останутся адекватными ориентирами для создания низкоуглеродных энергосистем в течение ближайших десятилетий.

Дополнение А. Список участников совещания Рабочей группы по вопросам экономики атомной энергетики (WPNE)

«Вопрос системных издержек при декарбонизации электроэнергетических систем: технический анализ и варианты политики»

Мишель Бертелеми	Комиссариат по атомной и альтернативным видам энергии (CEA), Франция
Ален Буртен	Электрисите де Франс (EDF), Франция
Стив Капанна	Министерство энергетики, Соединённые Штаты Америки
Мэтью Крозат, сопредседатель	Институт ядерной энергетики, Соединённые Штаты Америки
Жан-Ги Девезо Де Лавернь	Комиссариат по атомной и альтернативным видам энергии (CEA), Франция
Фернандо Де Систернес	Массачусетский технологический институт (MIT), Соединённые Штаты Америки
Иэн Эмсли	Всемирная ядерная ассоциация, Великобритания
Доминик Финон	Международный исследовательский центр по вопросам окружающей среды и развития (CIRED), Франция
Збигнев Кубацкий	Министерство экономического развития, Польша
Манки Ли	KAERI, Корея
Ю Нагай	CRIEPI, Япония
Лара Пирпойнт	Министерство энергетики, Соединённые Штаты Америки
Татьяна Ракитская	«Росатом», Россия
Нестор Сепульведа	MIT, Соединённые Штаты Америки
Мануэль Виллависенсьо	Университет Париж-Дофин, Франция
Альфред Фосс, сопредседатель	Институт экономики энергетики и рационального использования энергии, Германия

МАГАТЭ

Дэвид Шропшир МАГАТЭ

ОЭСР

Марко Кометто	Департамент развития и экономики атомной энергетики, АЯЭ
Ха Чжэ Чжу	Департамент развития и экономики атомной энергетики, АЯЭ
Ян Хорст Кеплер	Департамент развития и экономики атомной энергетики, АЯЭ
Луис Мунуэра	Отдел политики в сфере энергетических технологий, МЭА

Публикации и информационные материалы АЯЭ

Полный **список публикаций** доступен на веб-странице www.oecd-nea.org/pub.

В дополнение к основной информации об агентстве и его рабочей программе, на сайте АЯЭ можно найти сотни технических и стратегических отчётов, доступных для бесплатного скачивания. В профессиональном журнале агентства, **NEA News**, представлены статьи об актуальных проблемах атомной энергетики; журнал доступен на веб-странице www.oecd-nea.org/nea-news.

Ежемесячное периодическое издание АЯЭ, предоставляющее последние новости об итогах исследований, мероприятиях и новых публикациях, также распространяется бесплатно по подписке. Подписка осуществляется на веб-странице www.oecd-nea.org/bulletin.

Найдите нас на **Facebook** по адресу www.facebook.com/OECDNuclearEnergyAgency или подпишитесь на наш **Twitter** :@OECD_NEA.

Стоимость декарбонизации:

Издержки в энергосистемах с большими долями ядерной и возобновляемой энергии

В соответствии с Парижским соглашением, страны-члены ОЭСР взяли на себя обязательства стремиться к сокращению выбросов парниковых газов в объёме, достаточном для того, чтобы сдержать повышение средней глобальной температуры на уровне значительно ниже 2°C по сравнению с доиндустриальным периодом. Такие обязательства требуют значительных усилий по сокращению выбросов углекислого газа в процессе производства энергии и электроэнергии, радикального преобразования электроэнергетического сектора, а также быстрого и масштабного развёртывания низкоуглеродных технологий, в частности, атомной энергетики и энергетики на основе возобновляемых источников энергии, таких как ветровая и фотоэлектрическая солнечная энергия.

В рамках настоящего исследования производится оценка затрат альтернативных низкоуглеродных электроэнергетических систем, обеспечивающих значительное снижение выбросов углекислого газа в соответствии с целями Парижского соглашения. В данной работе анализируются несколько сценариев декарбонизации, направленных на достижение одного и того же строго ограниченного уровня выбросов углекислого газа, но характеризующихся разными долями переменчивых возобновляемых источников, гидроэлектрических ресурсов и атомной энергии.



Стоимость декарбонизации:

издержки в энергосистемах с большими долями ядерной и возобновляемой энергии

В соответствии с Парижским соглашением, страны-члены ОЭСР взяли на себя обязательства стремиться к сокращению выбросов парниковых газов в объёме, достаточном для того, чтобы сдержать повышение средней глобальной температуры на уровне значительно ниже 2°C по сравнению с доиндустриальным периодом. Такие обязательства требуют значительных усилий по сокращению выбросов углекислого газа в процессе производства энергии и электроэнергии, радикального преобразования электроэнергетического сектора, а также быстрого и масштабного развёртывания низкоуглеродных технологий, в частности, атомной энергетики и энергетики на основе возобновляемых источников энергии, таких как ветровая и фотоэлектрическая солнечная энергия.

В рамках настоящего исследования производится оценка затрат альтернативных низкоуглеродных электроэнергетических систем, обеспечивающих значительное снижение выбросов углекислого газа в соответствии с целями Парижского соглашения. В данной работе представлен анализ нескольких сценариев декарбонизации, направленных на достижение одного и того же строго ограниченного уровня выбросов углекислого газа, но характеризующихся разными долями переменчивых возобновляемых источников гидроэлектрических ресурсов и атомной энергии.

Агентство по ядерной энергии (АЯЭ)

46, quai Alphonse Le Gallo
92100 Boulogne-Billancourt, France
Тел.: +33 (0)1 45 24 10 15
nea@oecd-nea.org www.oecd-nea.org