

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования

«Санкт-Петербургский горный университет»

*На правах рукописи*

**СТРОЙКОВ Геннадий Алексеевич**

**ФОРМИРОВАНИЕ РЫНОЧНОГО МЕХАНИЗМА  
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ  
РЕСУРСОВ В ГОРНОПРОМЫШЛЕННОМ КОМПЛЕКСЕ**

Специальность 08.00.05 – Экономика и управление  
народным хозяйством (экономика  
природопользования)

**ДИССЕРТАЦИЯ  
на соискание ученой степени  
кандидата экономических наук**

**НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ  
доктор экономических наук,  
профессор А.Е. Череповицын**

Санкт-Петербург – 2018

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
ГЛАВА 1 СТРАТЕГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В ГОРНОПРОМЫШЛЕННОМ КОМПЛЕКСЕ .....	9
1.1 Ресурсы и потенциал возобновляемых источников энергии. ....	9
1.2 Анализ существующих инновационных технологий возобновляемых источников энергии: динамика их развития. ....	19
1.3 Оценка стоимости электроэнергии на основе ВИЭ с использованием методики LCOE.....	28
1.4 Оценка перспективности регионов России с точки зрения внедрения ВИЭ на предприятиях горнопромышленного комплекса. ....	37
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 1 .....	49
ГЛАВА 2 КОНЦЕПЦИЯ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ МЕХАНИЗМА УГЛЕРОДНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ .....	51
2.1 Государственные регуляторы энергоэффективного развития и чистой энергетики.....	51
2.2 Мировой опыт поддержки возобновляемой энергетики.....	62
2.4 Концептуальный подход к определению взаимосвязи между введением углеродных налогов и развитием возобновляемой энергетики .....	84
2.5 Оценка перспектив и возможных моделей углеродного регулирования в Российской Федерации.....	95
2.6. Формирование механизма углеродного регулирования в России: методы и алгоритм.....	105
ВЫВОДЫ ПО 2 ГЛАВЕ .....	117
ГЛАВА 3 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В ГОРНОПРОМЫШЛЕННОМ КОМПЛЕКСЕ В УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТАННОГО МЕХАНИЗМА УГЛЕРОДНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ .....	119
3.1 Методические принципы формирования технико-экономической модели обосновывающей прогнозные параметры энергообеспечения с использованием ВИЭ .....	119
3.2. Сценарии развития ВЭ и их оценка в условиях вариантов углеродного регулирования .....	133
3.3 Эколого-экономическая оценка региональных эффектов от развития возобновляемой энергетики.....	141
ВЫВОДЫ ПО 3 ГЛАВЕ .....	148
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	150
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	151
Приложение А .....	165
Приложение Б.....	171
Приложение В.....	172

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность темы диссертационного исследования**

Россия является одним из мировых лидеров по обеспеченности собственными запасами традиционных топливно-энергетических ресурсов, однако, развитие возобновляемых источников энергии является чрезвычайно важным стратегическим направлением будущей энергетики.

Возобновляемые энергетические ресурсы (ВЭР), или возобновляемые источники энергии (ВИЭ), в России являются крайне недооцененными. Россия обладает огромными запасами возобновляемых источников энергии, причем, благодаря своему географическому положению, разнообразию климатических условий и особенностей местности, их виды значительно варьируются. Многие технологии использования ВЭР достигли уровня конкурентоспособности, и уже сейчас могут стать источником инновационного развития энергетики страны.

Россия подписала Парижское соглашение, предполагающее, что конкретные меры по борьбе с изменением климата должны быть нацелены на сокращение выбросов парниковых газов, при этом разработка и осуществление данных мер возлагается на национальные правительства. Ратификация данного соглашения в России намечена на 2019–2020 годы и на данный момент правительство РФ разрабатывает модель государственного регулирования выбросов парниковых газов.

Все большее значение приобретают технологические инновации, которые повышают эффективность производства электроэнергии от возобновляемых энергоресурсов. При этом стоит отметить, что генерация электроэнергии за счет ВИЭ не влечет за собой эмиссию вредных веществ и парниковых газов в атмосферу, в отличие от использования ископаемого топлива традиционных источников энергии. Исследования доказывают, что переход к использованию возобновляемых энергоресурсов способствует значительному снижению антропогенного воздействия на климат. Возобновляемые источники энергии потенциально могут существенно повысить энергетическую безопасность, особенно на региональном уровне и снизить выбросы CO<sub>2</sub> в атмосферу.

Вовлечение в отработку удаленных месторождений, находящихся вне систем централизованного энергоснабжения, обеспечение энергетической безопасности и независимости в системе энергообеспечения горных предприятий и регионов страны, быстрый рост технологического развития в сфере возобновляемой энергетики и постоянное снижение себестоимости ее производства и эксплуатации, рост социальной ответственности и экологической безопасности, а также выполнение обязательств перед мировым сообществом по

сокращению выбросов CO<sub>2</sub> определяет актуальность выбранной темы научного исследования.

### **Степень научной разработанности проблемы**

Теоретической и методологической основой исследования послужили научные труды российских ученых в области возобновляемой энергетики - Э.Л. Акима, П.П. Безруких, Н.А. Беккер, В.В. Бушуева, В.И. Велькин, Соловьева, Т.С. Хачатурова, Ю.А. Цецерица, Беляева Ю.М., Серебрякова Р.А. Попеля О.С., Федорова М.П., Елестратов В.В., а также научные разработки таких зарубежных авторов, как С. Азар, Ван ден Броэк, Й. Дикманн, О. Лангнис, Е. Смите, А. Фаидж, М. Рагвитц, М. Бехбергер, В. Дорнбург, Б. Фишер, К. Хеймлинка, М. Хоогвьяк и др.

Проблемы инновационного развития отечественной энергетики рассматривали в своих работах следующие ученые: Л.Н. Васильева, А.Г. Зубкова, Л.Ю. Богачкова, А.А. Бовин, Муравьева, М.О. Налбандян, Д.В. Котов, О.В. Новикова, О.С. Краснов, С.А. Михайлов и др.

Теоретические и методические основы формирования механизма рационального использования природных ресурсов изучены в трудах Н.Я. Лобанова, А.Е. Череповицына, Л. Брауна, М.М. Рединой, Е.Р. Магарил, А.С. Голубева, А.А. Федорченко, М.А. Гурьевой, А.А. Ильинского, А.О. Кокорина, Т.В. Пономаренко, М.А. Невской, О.А. Марининой и др.

Проблеме сокращения выбросов CO<sub>2</sub> и защиты климата посвящены работы таких авторов, как В.П. Ануфриев, В.И. Данилов-Данильян, Дж. Е. Стиглиц, А.В. Ханьков, И.В. Рукавишникова, М.В. Березюк др.

**Цель исследования** заключается в формировании рыночного механизма использования возобновляемых энергетических ресурсов в горнопромышленном комплексе в условиях институциональных изменений, направленных на сокращение эмиссии парниковых газов.

**Основная научная идея:** в современных условиях подписания Россией Парижской конвенции целесообразным представляется сформировать возможные тренды использования возобновляемой энергетики в промышленном секторе, включая энергоемкие производства горнопромышленного комплекса. Необратимые изменения институциональной среды и государственного регулирования, направленные на уменьшение выбросов углекислого газа и контроля за этим процессом, путем создания углеродного рынка и введения налога на CO<sub>2</sub> позволяют сформировать научно-обоснованные прогнозы возможных изменений в системах энергообеспечения предприятий горнопромышленного комплекса включая рост доли ВЭР.

### **Основные задачи диссертационного исследования**

- систематизировать факторы и условия, позволяющие оценить возможность использования возобновляемых энергетических ресурсов в горнопромышленном комплексе;

- исследовать отечественный и зарубежный опыт государственного регулирования в сфере энергоэффективного развития и чистой энергетики;
- исследовать влияние углеродных инициатив на развития рынка возобновляемых энергетических ресурсов;
- сформировать рыночный механизм углеродного рынка, с разработкой системы налогообложения на выбросы углекислого газа;
- выполнить технико-экономическое обоснование использования систем возобновляемой энергетики на горных предприятиях, расположенных в отдаленных районах.

#### **Объект исследования**

Технико-экономический и рыночный потенциал использования возобновляемых энергетических ресурсов в горнопромышленных системах.

#### **Предмет диссертационного исследования**

Система экономических и управленческих отношений, возникающих при формировании рыночных механизмов развития возобновляемой энергетики.

**Методология исследования.** Теоретической и методологической основой диссертационного исследования являются работы отечественных и зарубежных учёных в сфере экономики природопользования, энергоэффективности и ресурсосбережения, устойчивого развития, стратегического управления. Также были использованы методические и нормативно-правовые литературные источники в сфере государственного регулирования энергоэффективным развитием социально-экономических систем. В основе методологии исследования лежат такие научные методы, как: использование экономико-математического моделирования, стратегический анализ, методы прогнозирования социально-экономических и промышленных систем, сравнительный анализ, статистические и графические методы.

Для представления графической информации и проектирования моделей процессов были использованы системы Microsoft Visio и ARIS Business Architect, для расчетов использовались инструменты системы Microsoft Excel.

#### **Защищаемые положения:**

1. Целесообразность использования возобновляемых энергетических ресурсов в горнопромышленном комплексе доказывается систематизацией объективных и субъективных факторов развития современного энергетического сектора, в числе которых: возможности инновационных технологий; глобальные тенденции формирования «зеленой» энергетики и борьба с выбросами парниковых газов; снижение себестоимости производства и эксплуатации возобновляемых энергетических ресурсов; масштабное освоение удаленных месторождений полезных ископаемых и необходимость их автономного энергообеспечения.

2. Формирование экономического механизма использования возобновляемых энергетических ресурсов на предприятиях горнопромышленного комплекса следует осуществлять на основе создания системы углеродного регулирования, которая включает введение налога на CO<sub>2</sub> с использованием рынка «свободных сертификатов», а также обосновывает возможные эффекты участников системы регулирования выбросов CO<sub>2</sub>.

3. Для выбора оптимальной системы энергообеспечения текущих и перспективных проектов в горнопромышленном комплексе, с применением возобновляемых энергетических ресурсов, целесообразно использовать разработанную технико-экономическую модель, учитывающую возможные сценарные прогнозы изменений институциональных условий реализации проектов, а также их технологических и экономических параметров.

**Научная новизна** диссертационного исследования заключается в следующем:

- систематизированы факторы, условия и предпосылки, обосновывающие возможность и экономическую целесообразность применения возобновляемых энергетических ресурсов в регионах России, обладающих высоким потенциалом использования альтернативной энергетики и значительной концентрацией предприятий горнопромышленного комплекса;

- предложен рыночный механизм регулирования углеродного рынка, как базовая часть экономического механизма использования возобновляемых энергетических ресурсов, обосновывающий варианты налоговых сборов за выбросы парниковых газов, и разработан алгоритм ускоренного перехода предприятий к низкоуглеродной энергетике, стимулирующий, в том числе, развитие возобновляемой энергетики;

- разработана технико-экономическая модель оценки целесообразности использования возобновляемых энергетических ресурсов в горнопромышленном комплексе на основе сценарного подхода, предполагающего введение налога на углекислый газ и изменений прогнозных параметров величины капитальных и эксплуатационных затрат внедрения систем альтернативной энергетики;

- на основе анализа мирового опыта углеродного регулирования, посредством введения налога на CO<sub>2</sub>, выявлена преимущественно устойчивая тенденция роста доли установленной мощности возобновляемых источников энергии в энергетических балансах анализируемых стран;

- предложен комплекс технико-экономических показателей, специфичных для реализации проектов по энергообеспечению удаленных предприятий горнопромышленного комплекса с использованием возобновляемых энергетических ресурсов, и определены их критические значения.

Полученные научные результаты соответствует паспорту специальности 08.00.05 «Экономика и управление народным хозяйством (экономика природопользования)»: п. 7.20 - «Исследование современного состояния и сценариев развития энергетических рынков.

Энергоэффективность», п. 7.24 - «Разработка экономических методов повышения эффективности использования природных ресурсов (минеральных, водных, лесных, земельных и пр.) в народном хозяйстве. Ресурсосбережение», п. 7.27 - «Формирование механизмов реализации и экономическая оценка глобальных экологически значимых инициатив (углеродный рынок, лесная конвенция и др.)».

**Достоверность и обоснованность научных положений, выводов и рекомендаций,** полученных в ходе диссертационного исследования, обеспечивается применением комплекса современных методов сбора и обработки информации, анализом научной и методической литературы, корпоративных документов и отчетов публичных горнодобывающих компаний по исследуемой проблеме, а также применением современных методов экономического анализа. Убедительность выводов подтверждается публикациями в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки России, а также обсуждением результатов исследования на научных конференциях международного и всероссийского уровня.

**Практическая значимость работы** заключается в следующем:

- предложены практические рекомендации для компаний, реализующих энергоэффективные проекты, и государственных органов управления, занимающихся вопросами устойчивого развития в энергетическом секторе национальной экономики;

- выполнена оценка экономической эффективности проекта замещения дизельной электростанции на системы энергообеспечения, использующие возобновляемые энергетические ресурсы, на примере горнорудного предприятия и с использованием различных прогнозных сценариев.

**Личный вклад автора** заключается в постановке и реализации цели и задач исследования, обосновании научных положений; систематизации факторов и условий, обосновывающих возможности и экономическую целесообразность применения в горнопромышленном комплексе возобновляемых энергетических ресурсов; в предлагаемом технико-экономическом механизме регулирования углеродного рынка, учитывающий варианты налоговых сборов за выбросы парниковых газов в атмосферу; в разработанной технико-экономической модели оценки целесообразности использования возобновляемых энергетических ресурсов в горнопромышленном комплексе.

**Апробация работы.** Основные положения и результаты исследований были представлены на научных конкурсах и конференциях в 2015-2018 гг.:

Основные положения и результаты выполненных в работе исследований были представлены на международных и всероссийских конференциях в период 2015-2018 гг.: Международная конференция молодых ученых и специалистов на базе Краковской горно-

металлургической академии (г. Краков, Польша, 2015 г.), Международная научно-практическая конференция «Научный форум: экономика и менеджмент» Секция: природопользование (г. Москва, 2017 г.), Международный Форум вузов инженерно-технологического профиля (г. Минск, Беларусь, 2017 г.), Международная научно-практическая конференция «Инновационная экономика и менеджмент: теория, методология и концепции модернизации» (г. Москва, 2018 г.). Материалы диссертации также обсуждались со специалистами АО «Полиметалл».

**Публикации.** По диссертации опубликовано 7 работ, из них 3 статьи в изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки России.

**Объем и структура работы.** Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы, включающего 151 наименование, изложена на 173 страницах машинописного текста и содержит 58 рисунков, 22 таблицы.



# ГЛАВА 1 СТРАТЕГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В ГОРНОПРОМЫШЛЕННОМ КОМПЛЕКСЕ

## 1.1 Ресурсы и потенциал возобновляемых источников энергии

Одним из важнейших вызовов для общемировой энергетики является внушительное увеличение энергопотребления в мире, обусловленное экономическим ростом и развитием населения. Даже несмотря на снижение энергоемкости во многих развитых странах, общемировой спрос на энергоресурсы, по прогнозам Международного Агентства по возобновляемым источникам энергии IRENA, возрастет к 2030 г. на 30% к уровню 2014 г., а к 2040 г. – на 37%. Основным лидером потребления электроэнергии, безусловно, остается промышленность – спрос на энергоресурсы здесь может повысится на 40% к 2040 г. Следом за промышленностью займет транспортный сектор, а третье место – жилые и коммерческие здания.

Согласно исследованиям «В России к 2035 г. предполагается увеличение производства и потребления э/э на 27-28% в сравнении с 2010 г. Если будут сохранены устойчивые показатели численности населения на уровне 140-145 млн. человек [1], а также рост продолжительности жизни и повышения плотности населения на территории Дальнего Востока и Сибири увеличение энергопотребления достигнет в среднем 1,5% в год в период до 2040 года. Тем не менее структура энергобаланса страны, если верить одному из возможных прогнозов Института энергетических исследований Российской академии наук (ИНЭИ РАН), то в будущем с 2015 – 2040 гг. доля нефти сократится с 31 до 27%; доля угля с 28 до 25%; природный газ – вырастит с 22 до 24%. Что же касается возобновляемой энергетики, то доля биоэнергии увеличится с 10 до 11%, а гидроэнергии по может повысить свою долю с 2 до 3%, прочие возобновляемые источники достигнут показателя в 4% [2]. Данная тенденция формирует существенные возможности для роста промышленного производства, а также повышения качества жизни и роста мобильности населения, и не стоит забывать про угрозы, которые возникают в связи с высокой степенью изношенности основных фондов топливно-энергетического комплекса, и необходимостью их обновления, оптимизации и диверсификации систем энергоснабжения и энергопотребления [3].

Вопросы развития возобновляемой энергетики рассматриваются на глобальном уровне и связаны непосредственно с устойчивым развитием и Целями, которые ставит перед человечеством ООН. В ходе Саммита по устойчивому развитию государства-члены ООН в сентябре 2015 года впервые пришли к историческому соглашению по поводу достижения

глобальной цели по устойчивой энергетике. Соглашение включает в себя задачи по обеспечению универсального доступа к энергии, ее возобновляемым источникам и инструментам по ее эффективному использованию.

Все мероприятия по развитию возобновляемой энергетики направлены на сокращение выбросов парниковых газов и сохранение климата на планете. В январе 2016 года на Всемирном Саммите по энергетике будущего Генеральный секретарь ООН Пан Ги Мун отметил: - «Снижение цен на возобновляемые источники энергии, особенно солнечной энергии, и ведение бизнеса по-новому - гарантия того, что в будущем у всех будет доступ к теплу и свету. Это также позволит затормозить стремительное потепление на планете» [4].

В декабре 2015 года в Париже состоялась 21-я конференция РКИК ООН, по итогам которой было принято «Парижское соглашение». Подписание данного соглашения началось с 22 апреля 2016 г., и уже к июню 2016 года представители 177 стран поставили свои подписи под этим соглашением.

Спустя год после принятия Парижского соглашения по изменению климата, его ратифицировали в 118 странах, на которые приходится более 75% глобальных выбросов парниковых газов (ПГ), в числе стран также присутствуют США и Китай. Мировое сообщество берет на себя важнейшие обязательства – это в первую очередь не допустить увеличение глобальной температуры более чем на 2 градуса по Цельсию к 2100 году, а также полностью сократить все выбросы парниковых газов уже к середине столетия.

Парижское соглашение об изменении климата, дало мощный дополнительный импульс развитию возобновляемых источников энергии. Из 177 стран, подписавших Соглашение, только 11 упомянули в своих планах по развитию ядерной энергетики и только 6 фактически утверждают, что они предполагают расширить её использование: Беларусь, Китай, Индия, Япония, Турция и ОАЭ. В то время как 144 страны упомянули о развитии систем энергообеспечения на основе возобновляемых источников энергии и 111 стран озвучили цели или планы по расширению их использования.

Российская Федерация входит в список стран, подписавших Парижское соглашение, но при этом не заявила о конкретных сроках его ратификации. Тем не менее, в рамках глобального изменения климата, все более остро встает вопрос о необходимости развития национальной экономики и энергетического сектора в векторе «низкоуглеродной» энергии [5].

Ратификация Парижского соглашения предварительно в нашей стране планируется на 2019–2020 годы, но перед этим планируется произвести оценку целесообразности. На данный момент правительство РФ разрабатывает модель государственного регулирования выбросов ПГ. К концу 2019 года по плану будет подготовлен проект указа президента, в нем будут

определены основные целевые показатели по ограничению выбросов к 2030 году, а также стратегия долгосрочного развития страны с низким уровнем выбросов ПГ на период до 2050 года [5].

По мнению экспертов, простота и технологичность монтажа электростанций, работающих на возобновляемых энергоресурсах, а также быстрое снижение стоимости систем, будет способствовать дальнейшему ускорению развития возобновляемой энергетики. Таким образом, становятся актуальными вопросы мониторинга развития возобновляемых источников энергии в мире, а также оценки их перспективности широкого применения на территории Российской Федерации.

Перейдем к определению возобновляемых энергоресурсов, что они сейчас представляют и какой несут в себе потенциал.

**Возобновляемые энергетические ресурсы (ВЭР), или возобновляемые источники энергии (ВИЭ),** – это энергоресурсы постоянно существующих природных процессов на планете, а также энергоресурсы продуктов жизнедеятельности биоценозов растительного и животного происхождения. Характерной особенностью ВИЭ является их неисчерпаемость либо способность восстанавливать свой потенциал за короткое время – в пределах срока жизни одного поколения людей [6].

Потенциал (от латинского *potentia* - сила), источники, возможности, средства, запасы, которые могут быть использованы для решения какой-либо задачи, достижения определенной цели; возможности отдельного лица, общества, государства в определенной области (например, экономический, энергетический потенциал и др.).

Масштабы и целесообразность применения возобновляемых энергоресурсов определяются в первую очередь их конкурентоспособностью и экономической эффективностью в сравнении с традиционными энергетическими технологиями. Главными преимуществами ВЭР в отличие от систем работающих на органическом топливе, являются практическая неисчерпаемость ресурсов, практически отсутствие эксплуатационных затрат и выбросов вредных веществ в окружающую среду. Во многих странах мира растет интерес к возможности применения в структуре национальных экономик возобновляемых энергетических ресурсов, все это объясняется рядом объективных причин:

1. Возобновляемые энергоресурсы, при определенных технико-экономических параметрах, становятся эффективным источником энергии для автономных энергосистем, при этом более экономичным и экологически чистым (в сравнении с традиционными энергоисточниками, применяющими дорогостоящее привозное топливо)

2. Применение возобновляемой энергетики может оказаться целесообразным и по другим критериям - социальным или экологическим. Например, применение ВЭР у индивидуальных потребителей и автономных энергосистемах может значительно повысить качество жизни населения.

3. В ближайшей перспективе роль возобновляемых источников энергии может существенно возрасти и в глобальном масштабе. В ряде стран и международных организаций проводятся исследования долгосрочных перспектив развития энергетики мира и его регионов. Интерес к этой проблеме обусловлен определяющей ролью энергетики в обеспечении экономического роста, ее существенным и все возрастающим негативным воздействием на окружающую среду, а также ограниченностью запасов топливно-энергетических ресурсов. В связи с этим, в будущем неизбежна кардинальная перестройка структуры энергетики с переходом к использованию экологически чистых и возобновляемых источников энергии. Мировым сообществом признана необходимость перехода к устойчивому развитию, предполагающему поиск стратегии, обеспечивающей, с одной стороны – экономический рост и повышение уровня жизни людей, особенно в развивающихся странах, с другой – снижение негативного влияния деятельности человека на окружающую среду до безопасного предела, позволяющего избежать в долгосрочной перспективе катастрофических последствий. В переходе к устойчивому развитию важная роль будет принадлежать новым энергетическим технологиям и источникам энергии, в том числе ВИЭ [3,5].

Для топливно-энергетического комплекса (далее ТЭК) главными целями развития технологий возобновляемых энергоресурсов являются развитие современного производства высокотехнологичного оборудования для генерации энергии на базе возобновляемых энергоресурсов, создание новых рабочих мест, а также компетенций в научной и технологической сфере. ВЭР являются катализатором изменений структуры рынка электроэнергии и совершенствования энергосистемы. Цель развития возобновляемой энергетики (далее ВЭ) в зонах децентрализованного энергоснабжения – повышение надежности и доступности энергообеспечения, экономия бюджетных средств, создание дополнительных доходов местных бюджетов и рабочих мест для населения, рост качества жизни населения. Для больших городов развитие ВЭ связано, в первую очередь, с решением экологических проблем.

Классификацию возобновляемых энергоресурсов можно представить следующим образом (рисунок 1.1.):



Рисунок 1.1 – Классификация возобновляемых энергоресурсов на мировом уровне

Источник: построено автором по данным [7]

Энергетический потенциал возобновляемых энергетических ресурсов имеет несколько способов оценки, которые зависят от степени учета технико-экономических параметров применения возобновляемой энергетики. Принято выделять валовый, технический и экономический потенциал.

Под валовым потенциалом подразумевается база всех природных ресурсов возобновляемой энергетики, которые в принципе доступны на территории РФ, т.е. это такие показатели как: средняя скорость ветра, количество солнечной радиации, поступающей на поверхность ( $\text{Вт} / \text{м}^2$ ), среднесуточная продолжительность световой активности, объем стока рек и другие.

Под техническим потенциалом следует понимать оценку возобновляемых энергоресурсов с учетом технологического развития. Необходимо понимать, что на эффективность работы, влияют помимо достигнутого уровня технологического развития еще и конкретные условия расположения оборудования и объекты инфраструктуры.

Экономический потенциал возобновляемых энергоресурсов определяется исходя от оценки исследованного технического потенциала, но при этом учитывается экономическая целесообразность его использования в конкретном месте, в рамках определенной технологии с учётом её достигнутого и возможного технологического уровня, а также всех совокупных

затрат. Безусловно, что по мере формирования технологий ВЭР и повышения их эффективности, технический и экономический потенциал возобновляемых энергоресурсов должен меняться. Это становится особенно актуально при действующей ситуации, когда происходит стремительное развитие практически всех видов технологий возобновляемой энергетики [7].

Важнейшими показателями, характеризующими развитие возобновляемых источников энергии, являются динамика производства возобновляемой энергии в мире и в отдельных странах, структура производства возобновляемой энергии по источникам генерации, инвестиции в данную отрасль и их рентабельность. По официальным данным Международного агентства по возобновляемой энергии (IRENA), производство возобновляемой энергии в мире за период 2006-2015 годов почти удвоилось, с 1,03 млн. до 1,96 млн. МВт-ч (рисунок 1.2).

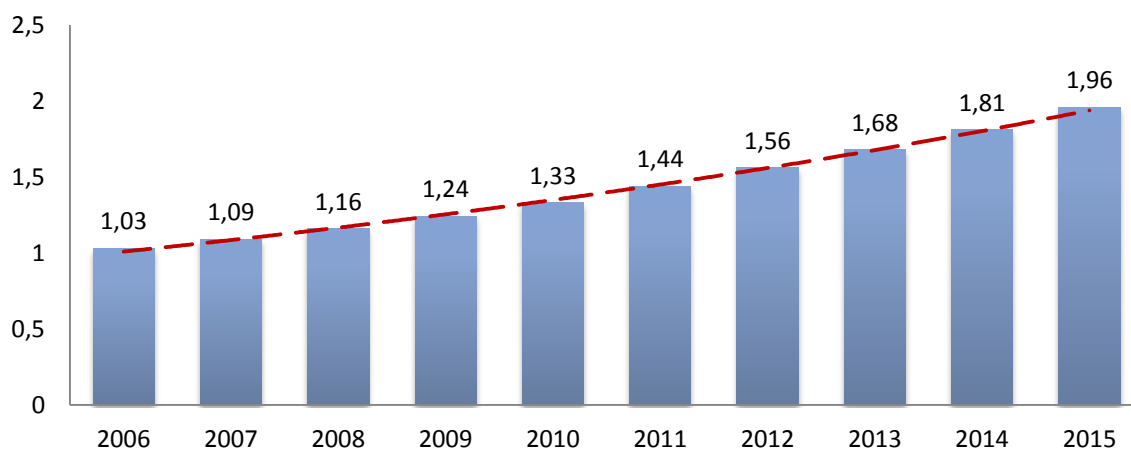


Рисунок 1.2 – Динамика производства возобновляемой энергии в мире за период 2006-2015 гг., в млн. МВт-ч

Источник: построено авторам по данным IRENA [8-11]

При анализе мировых инвестиций в «зеленую» энергетику было выявлено, что в 2015 г. был установлен рекордный за всю историю показатель объема инвестиций в возобновляемые энергоресурсы – 328,9 миллиардов \$ США, больше всего – 161 миллиардов \$ – были инвестированы в солнечную энергетику. При этом стоит отметить, что инвестиции в традиционные энергоисточники на основе углеводородов составили за тот же год всего 130 миллиардов \$ США.

Для определения суммарной установленной мощности ВИЭ в мире был рассмотрен опубликованный отчет Международного Агентства Возобновляемой Энергетики IRENA «Статистика установленной мощности в возобновляемой энергетике 2017». Данный отчет содержит подробные таблицы по странам с данными по установленной мощности ВИЭ за разные годы.

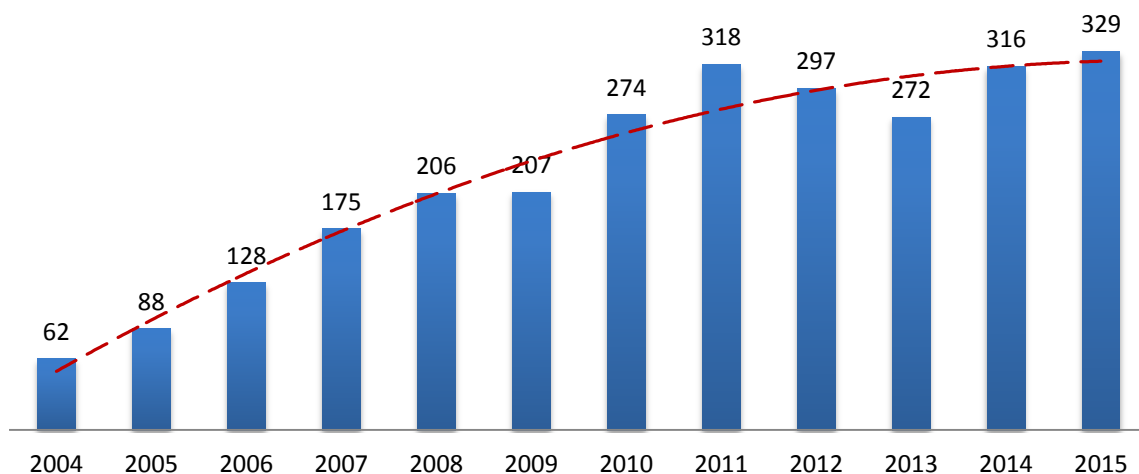


Рисунок 1.3 – Мировой объем суммарных инвестиций в возобновляемую энергетику, млрд. \$ США

Источник: построено автором по данным IRENA [9-11]

Установленная мощность возобновляемой энергетики во всем мире по итогам 2016 г впервые превысила 2 тысячи гигаватт, достигнув 2 006 ГВт (в 2007 году было всего 989 ГВт). 56% этой величины или 1 122 ГВт приходится на гидроэнергетику. В момент написания работы, информации по общей установленной мощности мировой электроэнергетики, чтобы сделать сравнение, на 2016 год нет, но предположительно, она составляет примерно 6000 гигаватт. Ветряная и солнечная энергетика занимают большую часть оставшейся доли – 467 и 296 гигаватт соответственно. «Прочие ВИЭ» включают в себя 110 ГВт биоэнергетики, 13 ГВт геотермальной и 500 мегаватт морской (волновой, приливной) энергетики (рисунок 1.4).

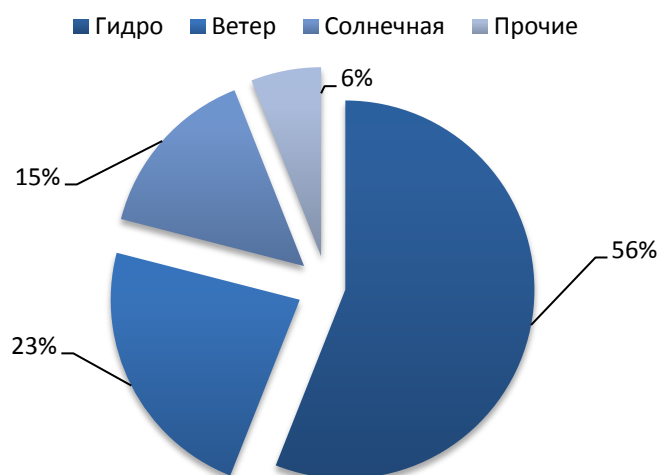


Рисунок 1.4 – Установленная мощность энергетики в мире по источникам по итогам 2016 г.

Источник: построено авторам по данным IRENA [10,11]

Прирост мощностей ВИЭ за 2016 год составил рекордные 161 ГВт. Солнечная энергетика впервые обогнала ветроэнергетику по приросту. 71 ГВт новых мощностей

зафиксировала IRENA в солнечной генерации и 51 ГВт в ветроэнергетике. Прирост в гидроэнергетике: 30 гигавайт.

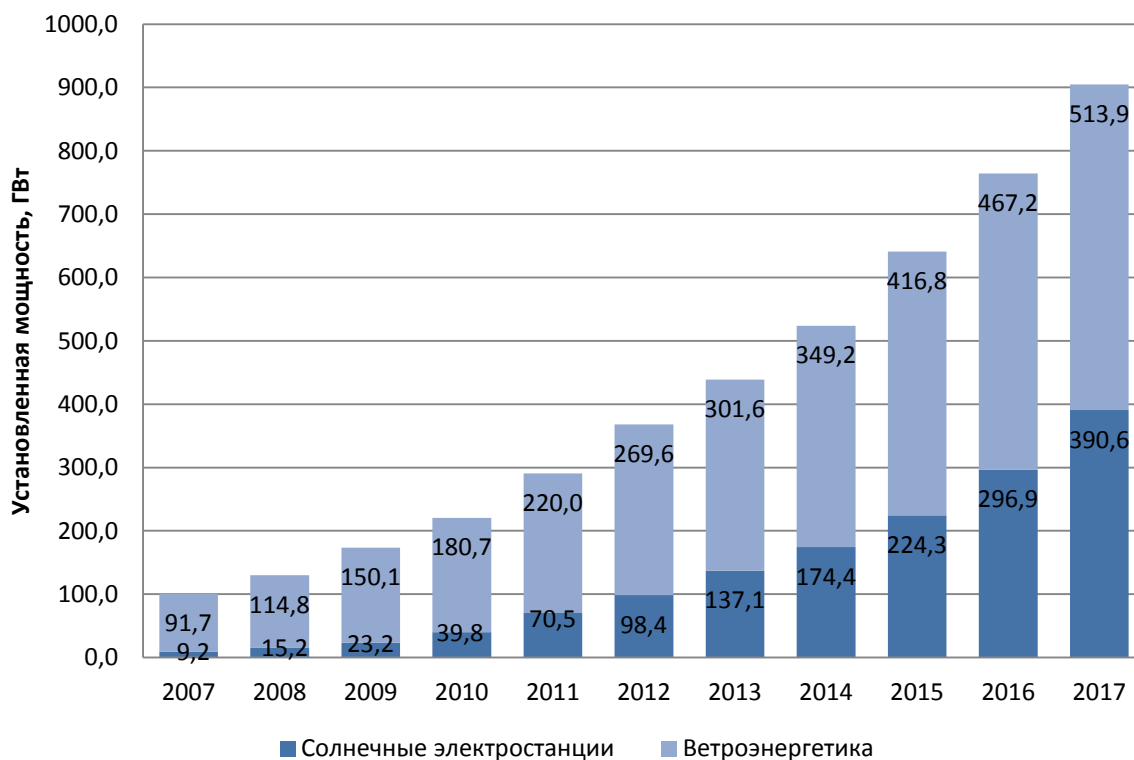


Рисунок 1.5 – Динамика установленной мощности солнечных электростанций и ветроэнергетики, ГВт

Источник: построено автором по данным IRENA [10,11]

Годовой процент роста возобновляемой энергетики в целом составил 8,7%, что соответствует тренду, отмечаемому с 2009 года (рост на 8-9% в год). 58% новых мощностей ВИЭ пришлось на Азию, где, кроме того, зафиксирован рост выше среднего – 13,1% за год.

Энергетическая статистика IRENA теперь также содержит информацию об автономном энергоснабжении (off-grid) на основе ВИЭ. Хотя многие из этих цифр являются оценочными, они дают полезную информацию о тенденциях.

По данным оценкам совокупная установленная мощность автономных/изолированных электроэнергетических систем в мире достигла 2 800 МВт. При этом на долю гидроэнергетики приходится около 10%, а на солнечную энергетику – порядка 40%. Большая часть остатка – это биоэнергетика [10].

В современном мире развитие энергетики характеризуется стремительным ростом доли и значения возобновляемых энергоресурсов, главным образом это солнечная и ветровая энергетика.

Мировым лидером по вводу новых мощностей генерации электроэнергии за счет ВИЭ, безусловно, является Китай. В КНР опубликована энергетическая статистика за прошедший



2017 год. В 2017 году в стране было введено в эксплуатацию 52,83 ГВт фотоэлектрических солнечных электростанций. Это примерно 50% от мирового прироста. Установленная мощность солнечной энергетики КНР достигла 130,25 ГВт.

Независимая консалтинговая компания Asia Europe Clean Energy (Solar) Advisory Co. Ltd (АЕСЕА) прогнозирует, что по итогам 2020 установленная мощность китайской солнечной энергетики достигнет 250-255 ГВт.

Ещё год назад официальная цель развития китайской солнечной энергетики до 2020 года в рамках 13-го пятилетнего плана была ограничена 105 ГВт. Таким образом, весьма вероятно, что данная цель будет превышена более чем в два раза.

Действительно, Китай наращивает масштабы солнечной энергетики невероятными темпами. Компании Longi и Risen строят гигантские фабрики, где «под одной крышей» будут производиться по 5 ГВт солнечных модулей в год, а Tongwei планирует увеличить производство солнечных элементов до 30 ГВт в год.

Таблица 1.1 – Установленная мощность электроэнергетики Китая

Наименование	2017	Прирост за год, %
ТЭС	1106,04	4,3
ГЭС	341,19	2,7
АЭС	35,82	6,5
<b>Ветер</b>	<b>163,67</b>	<b>10,5</b>
<b>Солнце</b>	<b>130,25</b>	<b>68,7</b>
ВСЕГО :	1777,03	7,6

Солнечная энергетика заняла первое место по объёму ввода новых мощностей. Во всей тепловой генерации за год было построено 45,78 ГВт, гидроэнергетика выросла на 12,87 ГВт (2,7%). Прирост ветроэнергетики составил 10,5% или примерно 15,5 ГВт, её установленная мощность достигла 163,67 ГВт [12].

По данным SolarPowerEurope, их прогноз установленной мощности мировых солнечных (фотоэлектрических) электростанций уже к 2020 г. может достигнуть до 600-700 ГВт (в сравнении с 230 ГВт в 2015 г.). Что касается прогноза ветроэнергетики, то согласно данным Global Wind Energy Council к 2020 году установленная мощность мировой ветроэнергетики может превысить 790 ГВт (430 ГВт в 2015 г). Так, например и в Китае, объёмы установленной мощности к 2020 году могут достигнуть до 150 ГВт – в солнечной энергетике и 250 ГВт – в ветроэнергетике.

Глобальный совет ветроэнергетики (Global Wind Energy Council — GWEC) опубликовал ежегодный доклад Global Wind Report / Annual Market Update 2017, согласно которому, в 2017 году было введено в эксплуатацию 52,492 ГВт ветровых электростанций. Это третий результат за всю историю. В 2015 и 2016 годах строилось больше (в рекордном 2015 году – 63,633 ГВт).

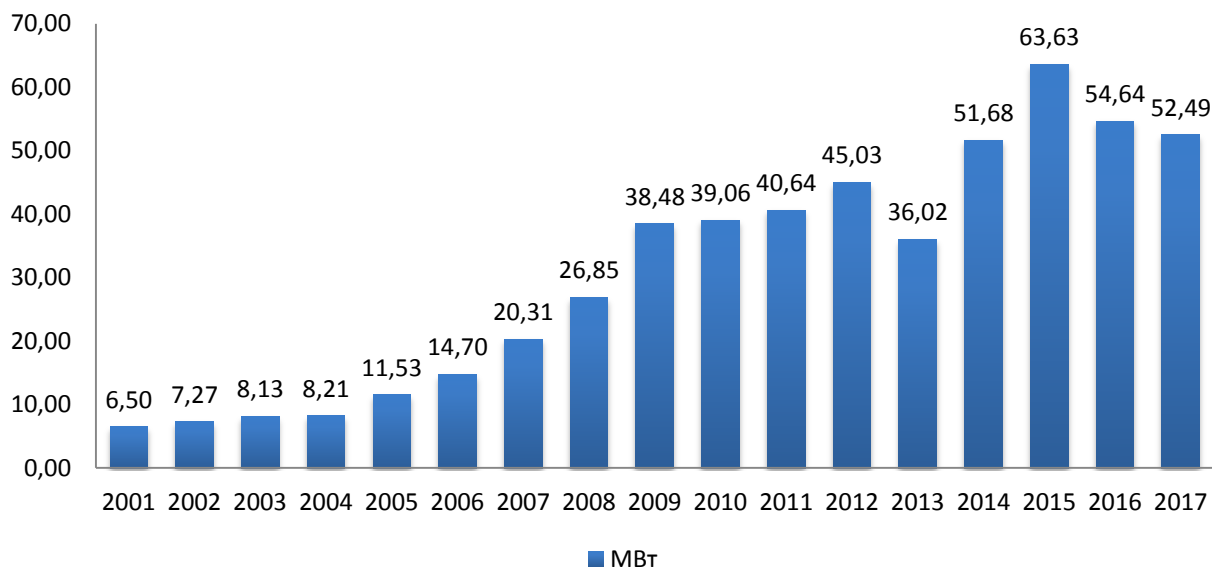


Рисунок 1.6 – Ежегодный ввод новых мощностей ветропарка, МВт

Источник: построено автором по данным GWEC [12]

Согласно данным Глобального совета ветроэнергетики, Китай построил больше всех – 19,7 ГВт, что, впрочем, оказалось меньше, чем в 2016 году. Можно сказать, что по этой причине ветроэнергетика не дотянула до результата 2016 года.

В докладе также отмечается, с происходит резкое снижение цен как в материковой, так и морской ветроэнергетике. На рынках в Марокко, Индии, Мексике и Канаде цены колеблются в районе 0,03 долл. США за кВт\*ч, а недавно на мексиканском тендере цены упали ниже 0,02 долл. США за кВт\*ч. В офшорной ветроэнергетике первые объекты будут построены без субсидий в Германии и Нидерландах — почти 2 ГВт новых морских ветроэнергетических мощностей будут получать в качестве вознаграждения всего лишь оптовые цены на электроэнергию.

Доля ветроэнергетики в мире продолжает быстро расти В Дании на долю ветроэнергетики пришлось 44% электричества в 2017 году, а в Уругвае — более 30%. В ЕС доля отрасли в выработке электроэнергии в 2017 г достигла 11,6%, в Ирландии — 24%, Испании и Германии — чуть менее 20%. Четыре штата США получают более 30% своего электричества с помощью энергии ветра, то же самое можно сказать про Южную Австралию и ряд федеральных земель Германии.

Согласно краткосрочному прогнозу GWEC предполагает, что к концу 2022 года 841 ГВт установленной мощности мировой ветроэнергетики. То есть за пять лет она вырастет более чем в 1,5 раза, набирая примерно по 62.5 МВт в год.

По прогнозу другой организации, MAKE Consulting, в течение ближайших десяти лет в мире будет строиться в среднем 65 ГВт ветровых электростанций каждый год. Это вполне сопоставимо с расчетами GWEC.

Стоит отметить, что представленная статистика отличается от опубликованных другими организациями данных. Например, цифры Всемирного совета ветроэнергетики, превосходят показатели IRENA, так согласно их данным установленная мощность ветроэнергетики составила 539 ГВт, что на 24 ГВт больше, чем у IRENA. То же самое можно сказать о данных по приросту мощностей солнечной энергетики. Причина этого заключается в первую очередь в разных источниках и разных методиках подсчета.

## **1.2 Анализ существующих инновационных технологий возобновляемых источников энергии: динамика их развития**

### **Передовые показатели эффективности технологий ВИЭ**

По мнению экспертов, простота и технологичность монтажа электростанций, работающих на возобновляемых энергоресурсах, а также быстрое снижение стоимости систем, будет способствовать дальнейшему ускорению развития возобновляемой энергетики.

На данный момент одним из самых активно развивающихся элементов возобновляемой энергетики, считается солнечная энергетика (фотовольтаика).

Принято различать несколько технологических направлений в солнечной энергетике: фотовольтаика (включая органическую фотовольтаику), концентраторная (тепловая) солнечная энергетика. Большая часть технологий продолжает развиваться и улучшать эксплуатационные характеристики солнечных панелей [7].

Согласно современной классификации фотовольтаика включает в себя:

1. Технологии на основе кремния.
2. Тонкопленочные технологии.
3. Органические (на данном этапе не достигли стадии промышленного производства).

К технологиям на основе кремния следует относить следующие: монокристаллические; технологии тыльной пассивации PERC; мультикристаллически; технологии сомкнутого заднего контакта MWT; и ряд других менее развитых технологий.

К тонкопленочным технологиям относят применение следующих материалов: CIGS – солнечные элементы на основе соединений меди, галлия, индия и селена); на основе аморфного аморфного и микроморфного кремния; на основе теллурида кадмия; на основе арсенида галлия.

Масштабные проекты строительства солнечных электростанций на сегодняшний день в основном базируются на технологии фотовольтаики, именно данная технология получила наибольшее развитие.

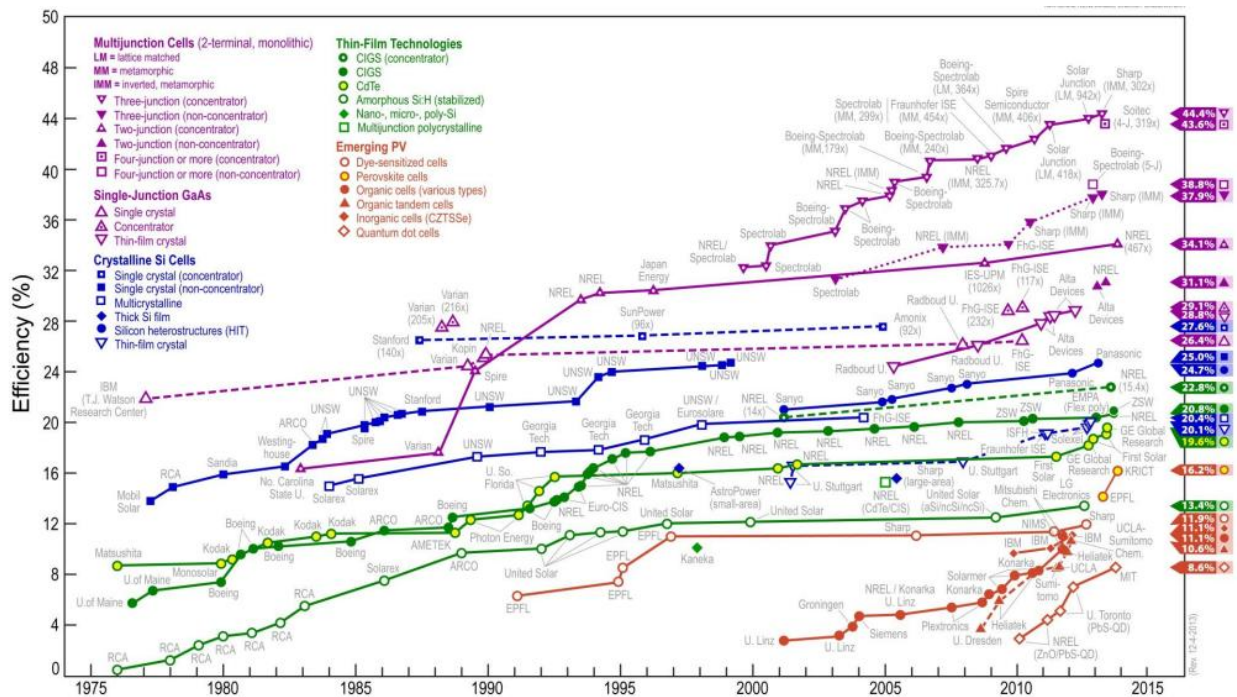


Рисунок 1.11 – Лучшие показатели эффективности

Источник: INES [13]

Проанализировав последние научно-технические достижения и опытные разработки в области производства солнечных панелей, можно сделать вывод о том, что технологический прогресс систем энергогенерации на основе солнечных модулей ежегодно растет и преодолевает новый этап развития, как в вопросе повышения КПД данных модулей, так и в снижении стоимости их производства и эксплуатации.

Так, например, группа инженеров из Национальной лаборатории по изучению возобновляемой энергии США (NREL), Швейцарского центра электроники и микротехнологии (CSEM) и Федеральной политехнической школы Лозанны (EPFL) разработала солнечные модули с многопереходной структурой и рекордными показателями эффективности. Чтобы добиться максимального КПД, ученые экспериментировали с кремниевыми модулями и различными полупроводниковыми материалами III-V группы. Двухпереходные солнечные панели на основе гетеропереходного кремниевого модуля и верхнего модуля из арсенида галлия (GaAs) продемонстрировали КПД 32,8%, побив предыдущий рекорд ученых. В 2016 году эффективность составляла 29,8% при похожей структуре. Инженеры также создали трехпереходные модули со слоем фосфида галлия индия (GaInP) с КПД 35,9% [14-16].

Однако пока цена компонентов препятствует широкому применению солнечных панелей такого типа. При среднем КПД 30% один ватт от модуля на основе GaInP обойдется в \$4,85. А один ватт от панели на основе GaAs — в \$7,15. Инженеры предполагают, что повышение КПД до 35% и масштабирование производства позволит снизить стоимость до \$1 за ватт. Такое уже случилось на практике, например, цена китайских фотоэлементов упала с \$4,5 за ватт в 2006 году до \$1 за ватт в 2011 г.

Китай. Изучая вопрос поиска новых технологий, решений и производства солнечных модулей и других компонентов солнечной энергетики, а также темпы роста возобновляемой энергетики в стране, можно сделать однозначный вывод, что Китай - один из лидеров в этой сфере. В рамках программы Top Runner 2017 Китай планирует повысить мощность солнечных установок в стране на 8-10 ГВт и наладить массовое производство монокристаллических солнечных панелей с высоким КПД.

Монокристаллические солнечные панели давно существуют на рынке, однако широкого распространения среди потребителей солнечной энергии они не получили, в первую очередь, из-за своей дороговизны. Чаще всего фотоэлементы с монокристаллической структурой используют при производстве спутников.

По эффективности они превосходят поликристаллические панели. Инженерам Института солнечных энергетических систем Фраунгофера (Германия) удалось повысить КПД монопанелей до 26,7%. У поликристаллических модулей максимальный показатель составил лишь 21,9% [17,18].

С этой технологией китайские производители солнечных панелей смогут производить более эффективные модули по сниженной цене, отмечает Reuters. Производимые в КНР монокристаллические модули уже почти сравнялись по стоимости с поликристаллическими. Первые стоят \$0,319 за ватт, а вторые — \$0,225 за ватт [19-21].

У Китая есть и еще одно очень важное преимущество — поддержка государства. Программа развития солнечной энергетики Top Runner будет отдавать предпочтение проектам, направленным на повышение КПД фотоэлементов.

Это позволит Китаю завоевать еще большую долю рынка. При этом на данный момент уже 80% всех солнечных модулей в мире производится в Китае.

Монокристаллические модули лишь еще один этап на пути развития технологий солнечной энергетики. Следующая стадия предполагает создание долговечных и высокоэффективных многопереходных модулей, а также фотоэлементов на основе перовскита.

### Анализ систем аккумулирования энергии

Важнейший вопрос для решения задачи широкомасштабного использования ВЭР – это эффективное перераспределение получаемой энергии от возобновляемых источников. Энергия от возобновляемых источников весьма неравномерна и зависит от множества факторов. Для согласования этих процессов существуют следующие варианты режимов работы энергоустановок на основе возобновляемых энергоресурсов [22]:

1. Комбинированное использование нескольких источников возобновляемой энергии, обеспечивающих необходимый уровень потребления.
2. Накопление излишков энергии в периоды максимума и отдача в периоды минимума, т.е. аккумулирование.
3. Работа в энергосистеме параллельно с сетью в режиме максимума выработки.
4. Подстраивание процесса потребления под процесс производства энергии.
5. Неиспользование энергии ВИЭ путем диссипации (рассеивания) лишней энергии.

Одной из ключевых проблем преобразования энергии от возобновляемых источников является вопрос аккумулирования. В настоящее время существует множество систем аккумулирования, предполагающих хранение энергии в виде тепловой, механической, химической или электрической энергии. Основные виды таких систем представлены на рисунке 1.12.

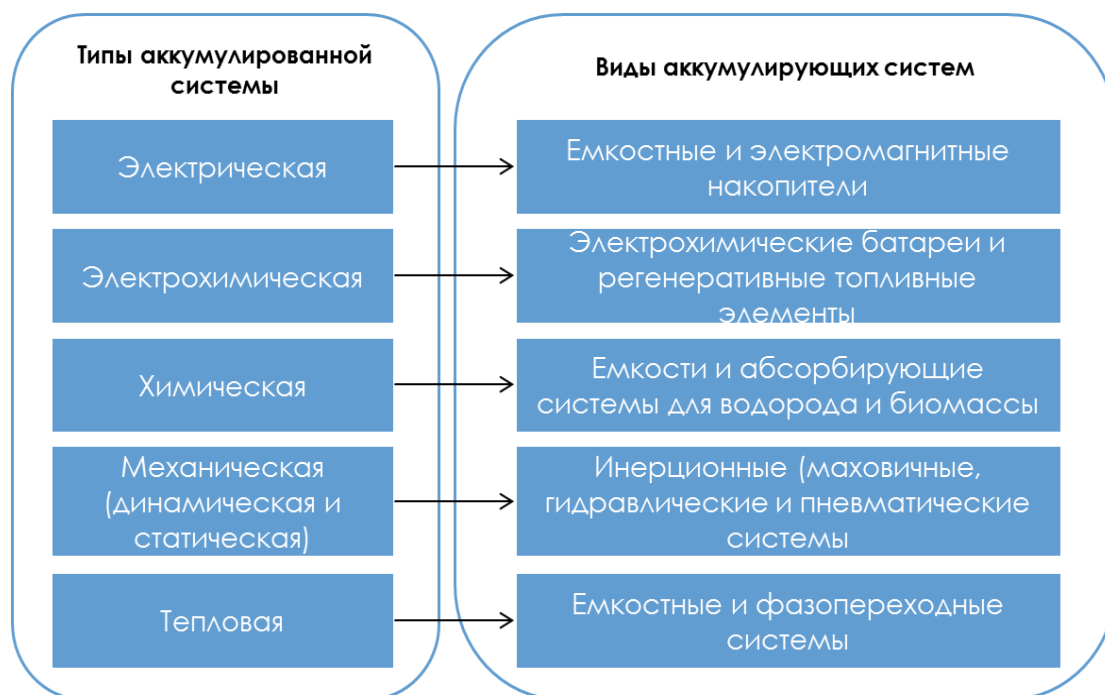


Рисунок 1.12 – Основные виды аккумулирующих систем

Источник: [22]

Развитие возобновляемых источников энергии подталкивает к разработке технологий аккумулирования, а те, в свою очередь, обеспечат дальнейшее раскрытие потенциала «зеленой»

энергогенерации. Возобновляемые источники энергии, при всех их положительных качествах, в своей производительности непостоянны и поэтому недостаточно надежны, чтобы стать основным энергогенерирующим активом стабильной энергосистемы. Именно поэтому развитая система аккумулирования обеспечит создание в будущем «зеленой», «умной» энергосистемы - как глобальной, так и локальной.

Все большее внимание, в особенности при проектировании новых объектов ВИЭ, должно уделяться созданию крупных хранилищ энергии. Так, например, в окрестностях Лос-Анджелеса планируется строительство сразу двух крупных хранилищ энергии: одно для ветровой, которое сможет хранить 100 МВт-ч на протяжении 4 часов, и второе - для солнечной энергии с мощностью 20 МВт, между прочим, конкурс на строительство данного объекта выиграла Tesla Motors.

В Южной Корее еще с конца января 2016 года функционируют две системы хранения электроэнергии (емкостью в 9 МВт-ч и 6 МВт-ч). В Нидерландах уже интегрировано в национальную электросеть хранилище энергоемкостью 20 МВт-ч, в Германии в 2016 - 2017 гг. планируется подключение шести систем хранения энергии общей мощностью 90 МВт. А в Британии осенью 2016 провели тендер на 86 миллионов долларов для строительства восьми объектов хранения энергии на основе литий-ионных аккумуляторов, которые в будущем будут объединены в единую систему общей мощностью 211 МВт [24,25].

Основной технологией, которая используется для хранения энергии, на сегодня являются литий-ионные аккумуляторы. За последние 20 лет их стоимость стремительно упала (на 90%), а масштабы использования настолько же стремительно взлетели. Ожидается, что в среднесрочной перспективе стоимость литий-ионных аккумуляторов будет продолжать снижаться, а их энергоемкость возрастать. На дальнейшее снижение цены технологий аккумуляции будет влиять наращивание масштабов производства. Например, строительство Гигафабрики по производству аккумуляторов для электромобилей Tesla Motors позволит снизить их цену до \$100/кВт мощности уже к 2020 году.

Помимо разнообразия возможности использования литий-ионных аккумуляторов для накопления и хранения энергии, в мире ведутся разработки более «альтернативных» методов. Одним из таких методов является план General Electric хранить солнечную энергию с помощью углекислого газа, а также разработки жидких солевых аккумуляторов (с долговечностью в 10 раз большей, чем у литий-ионных) Другой вариант хранилищ энергии на сжатом воздухе (выдерживают до 10 тыс. циклов перезарядки). Не менее важными в развитии технологий аккумулирования будут и более привычные гидроаккумулирующие электростанции, мощности

которых эффективно комбинируют с «зелеными» источниками генерации для обеспечения более надежных энергопоставок.

В начале 2018 года, были опубликованы два исследования рынка накопителей энергии за 2017 год, также содержащие краткосрочные прогнозы.

Например, консалтинговая компания GTM Research, подсчитала, что в прошлом году в мире было построено 1,4 ГВт систем хранения энергии емкостью 2,3 ГВт\*ч. По данным авторов, Австралия заняла первое место в мире по установленной мощности (246 МВт), а по емкости систем на первом месте оказались США с показателем в 431 МВтч (рисунок 1.13).

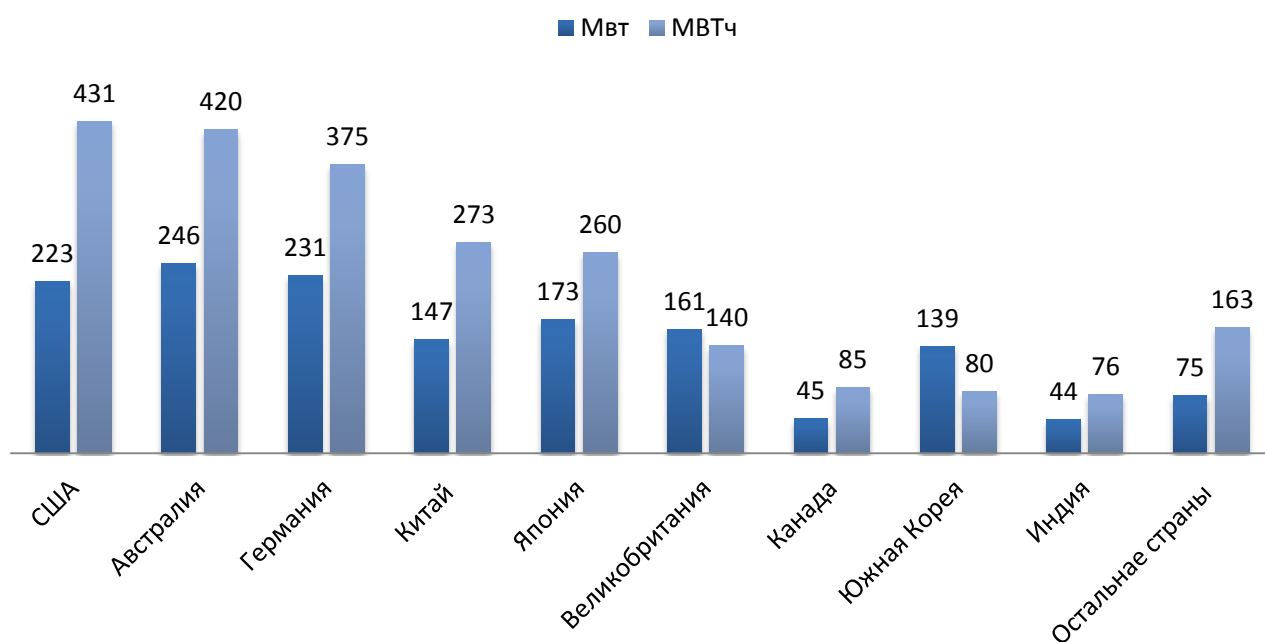


Рисунок 1.13 – Рынок накопителей энергии по странам на 2017 год. Установленная мощность (МВт) и емкость систем (МВтч)

Источник: Построено автором по данным GTM Research [19-21]

Данные IHS Markit имеют немного другие значения. Первое место по показателю мощности установленных в 2017 году накопителей энергии, заняла Южная Корея, а всего в мире было введено в эксплуатацию 1,9 ГВт. Три страны – Южная Корея, США и Япония – это более половины мирового рынка в 2017 году, это отчетливо видно на графике.(рисунок 1.14 )

Как видно из графиков 1.13-1.14, разные исследователи ведут подсчет по-разному. Стоит отметить, что GTM Research говорит о «накопителях энергии» (energy storage), а IHS Markit о «батареях накопителей энергии» (battery energy storage). При этом очевидно, что обе организации исследуют одно и то же. GTM считает, что США продолжат лидировать на рынке, а Китай опередит всех остальных и утвердится на втором месте в мировой таблице о рангах. Годовой объем мирового рынка к 2022 году составит 8,6 ГВт и 21,6 ГВтч, то есть он вырастет в несколько раз.



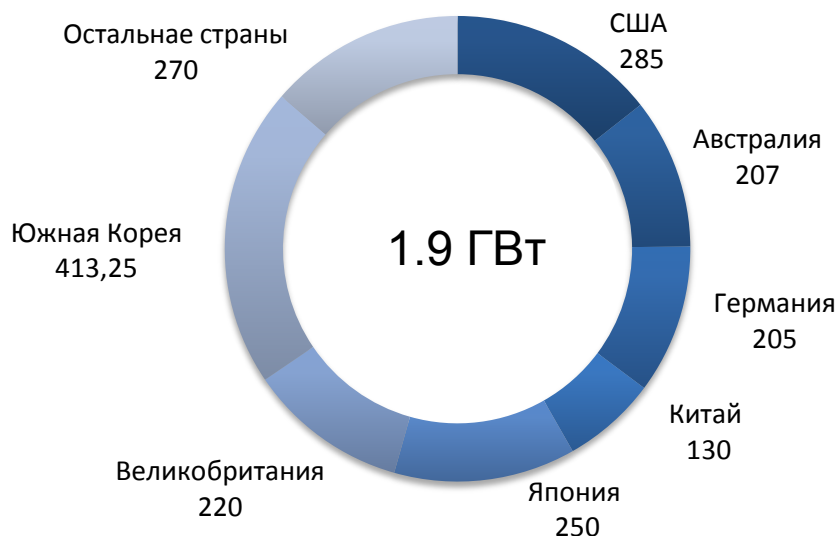


Рисунок 1.14 – Мировые установки накопления энергии по странам 2017 г.

Источник: построено автором по данным IHS Markit [20, 23]

IHS Markit прогнозирует, что в 2018 году в мире будет установлено более 3 ГВт накопителей энергии, что в общем-то лежит в русле прогноза GTM Research. Однако, есть неопределенность в части поставок и динамики цен на литий-ионные аккумуляторы, что может повлиять на развитие, отмечает компания [23].

По информации IHS, в настоящее время портфель проектов в сегменте «батареи накопителей энергии», находящихся на разных стадиях реализации, насчитывает 10,4 ГВт. Авторы из IHS выделяют четыре основных тренда развития рынка в текущем году:

Комбинированные проекты, когда накопитель энергии устанавливается в качестве «дополнения» к промышленной солнечной электростанции, получают всё более широкое распространение – на них приходится более 40% упомянутого портфеля проектов.

На установку накопителей энергии «за счётчиком» (behind-the-meter), то есть на стороне потребителей, будет приходиться более половины всех инсталляций после 2023 года.

Накопители энергии бросают вызов газовым пиковым электростанциям в Калифорнии, и это расширяет перспективы крупномасштабных систем хранения энергии в этом штате. Всё чаще регуляторы устанавливают цели развития накопителей энергии, в США системы хранения энергии включены в «комплексное планирование ресурсов», что будет способствовать их внедрению в разных штатах.

Компания Bloomberg New Energy Finance (BNEF) считает, что в мире к 2030 году будет построено 125 ГВт накопителей энергии суммарной емкостью 305 ГВт\*ч. Эти данные содержатся в новом прогнозе компании «Energy storage forecast 2016 – 2030». Прогноз BNEF, разумеется, не включает в себя действующие гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС),

установленная мощность которых сегодня составляет примерно 170 ГВт. За данный период в сектор, как предполагается, будет инвестировано \$103 миллиардов [24].

В докладе отмечается, что рынок накопителей энергии будет развиваться по траектории, которая схожа с динамикой развития рынка фотоэлектрической солнечной энергетики в период 2000-2015, в течение которого установленная мощность солнечной генерации «удваивалась семь раз».

Опубликованный в октябре 2017 года прогноз Международного агентства возобновляемой энергетики (IRENA) имеет более оптимистичные показатели, чем предположения BNEF. IRENA считает, что установленная мощность накопителей энергии на основе аккумуляторных батарей может вырасти к 2030 году до 175 ГВт [25].

### **Систематизация проблем и факторов при реализации проектов в сфере возобновляемой энергетики**

Тем не менее, при весьма высоком уровне интереса к возобновляемым энергоресурсам, среди ряда экспертов возникают сомнения и споры относительно эффективности и целесообразности развития альтернативной энергетики. В основу таких разногласий ложатся следующие технико-экономические проблемы: относительно невысокий уровень энергоотдачи систем возобновляемой энергетики и существенные инвестиции на приобретение оборудования.

Но именно эти разногласия являются поводом для проведения детального анализа всех достоинств и недостатков, определения оптимальных технических решений, а также сфер применения энергосистем на основе возобновляемых энергоресурсов.

Одним из ключевых факторов развития возобновляемых энергетических ресурсов является экологичность их использования.

Рассматривая солнечную энергетику, можно с уверенностью сказать, что она является одной из наиболее чистых в экологическом отношении, так как в результате эксплуатации солнечных электростанций не происходит выбросов вредных веществ в атмосферу. Однако потенциальный вред на окружающую среду наносится при производстве элементов солнечной энергетики (полупроводниковые материалы солнечных элементов), а так же при их утилизации (или захоронении).

Что же касается энергии ветра, то при эксплуатации ветроэлектрических станций вредных выбросов в атмосферу не происходит, однако существует ряд других вредных последствий от их применения: в первую очередь это создание механического и аэродинамического шума и мощных инфразвуковых колебаний; вред причиняемый животным и птицам; помехи для радио- и телевидения, а также для воздушного сообщения.

Стоит сказать и о высоком уровне энергетической безопасности при использовании энергосистем на базе возобновляемых энергоресурсов. Степень обеспеченности региона собственными энергоресурсами является одним из основных факторов восприимчивости к угрозам энергетической безопасности. Именно освоение локальных энергоресурсов такие как гидроэнергетика, торф, а также солнечная, ветровая энергия, позволит обеспечить изолированным районам повысить свою энергетическую независимость и безопасность.

В таблице 1.2 приведен сравнительный анализ ряда параметров при реализации проектов в сфере возобновляемой энергетики в сравнении с традиционными энергосистемами.

Таблица 1.2 – Сравнительный анализ систем энергообеспечения на основе возобновляемых и традиционных источников энергии

№ п/п	Параметр оценки	Традиционные источники	Возобновляемые энергоресурсы
1	По виду источника генерации	Основаны на применении ископаемого топлива – нефть, уголь, природный газ, запасы которого ограничены.	Базируются на различных природных ресурсах – энергия солнца, ветра, воды и др., что позволяет сохранять запасы традиционных энергетических ресурсов для будущих поколений и других областях использования.
2	Экологичность использования	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Высокий уровень выбросов загрязняющих веществ связанный сжиганием топлива (выбросы в атмосферу таких веществ как: CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O)</li> <li>- Выбросы загрязняющих веществ в почву и водоемы, связанных с утечкой при транспортировке топлива</li> <li>- Шумовое воздействие</li> </ul>	Высокий уровень экологичности энергоустановок, при их функционировании практически отсутствуют выбросы загрязняющих веществ в атмосферу. Отсутствуют затраты природоохранного характера, связанные с производством и , переработкой, как в случае с ископаемым топливом.
3	Капитальные и эксплуатационные затраты	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Высокий уровень эксплуатационных затрат связанный с приобретением и транспортировкой необходимых энергоресурсов.</li> <li>- Приемлемая стоимость энергоустановок, доступность и относительно короткий срок окупаемости.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Относительно высокая стоимость энергоустановок из-за ряда комплектующих (стоимость систем аккумулирования электроэнергии может достигать до 50% общего объема затрат всей энергоустановки)</li> <li>- Практически отсутствуют эксплуатационные затраты</li> <li>- Относительно длительный срок окупаемости</li> </ul>
4	Автономность энергоустановок	- Средний уровень автономности систем (из-за необходимости постоянного контроля достаточного уровня обеспеченности запасами топлива и требованиям по эксплуатации энергоустановок)	- Чрезвычайно высокий уровень автономности, что позволяет обеспечить функционирование систем без человеческого вмешательства и с осуществлением полного дистанционного контроля за всеми элементами энергоустановки

Продолжение таблица 1.2

№ п/п	Параметр оценки	Традиционные источники	Возобновляемые энергоресурсы
5	Энергетическая безопасность	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Сбой поставок энергоресурсов.</li> <li>- Повышение цен на энергоресурсы, в том числе в связи нестабильностью курса валют.</li> <li>- Снижение уровня КПД в процессе эксплуатации (как правило, возникает при некачественном топливе или при неполной загрузке системы (ниже 40%), что приводит к повышенному износу узлов и агрегатов и как следствие к финансовым издержкам)</li> <li>- Постоянный контроль качество топлива и техническое обслуживание всех узлов и агрегатов установки</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Независимость от топливных ресурсов, обеспечивает энергетическую безопасность и стабильность цены на электроэнергию.</li> <li>- Оборудование имеет значительный срок службы (более 20 лет), достаточно высокий уровень надежности и низкий уровень снижения КПД в период эксплуатации.</li> <li>- Наличие систем аккумулирования электроэнергии позволяет обеспечить покрытие кратковременных пиковых нагрузок.</li> <li>- Быстрый ввод в эксплуатацию .</li> <li>- Низкий уровень коэффициента установленной мощности (КИУМ), так существует сильная зависимость от времени суток и климатических условий.</li> </ul>
6	Перспективы и угрозы	<p>Повышение требований со стороны государства в сфере эксплуатации энергоустановок с высоким уровнем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, что может привести к дополнительным финансовым издержкам.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Стабильный рост технологического совершенствования оборудования и повышения эффективности их использования (особенно в солнечной и ветровой)</li> <li>- Огромный энергетический потенциал для применения ВИЭ (особенно в изолированных районах), существенная часть российских регионов имеет значительный потенциал ветровых и солнечных ресурсов для их эффективного использования.</li> <li>- Недостаточно проработанная нормативно-правовая база</li> </ul>

### 1.3 Оценка стоимости электроэнергии на основе ВИЭ с использованием методики LCOE

Оценка стоимости электроэнергии от различных генерирующих технологий производится с помощью расчетов или моделирования и, как правило, применяется в двух случаях:

1) сравнительный анализ технологий генерации электроэнергии или проектов электростанций по одной генерирующей технологии (для выбора одной из опций или определения оптимальной структуры энергосистемы);

2) при государственном регулировании тарифообразования или выделения льгот для той или иной генерирующей технологии.

На современном этапе наблюдается тенденция широкого применения методики расчета LCOE. (LCOE) Levelized Energy Cost (LEC), также англ. Levelised Cost of Energy (LCOE)) — средняя расчётная себестоимость производства электроэнергии на протяжении всего жизненного цикла электростанции (включая все возможные инвестиции, затраты и доходы).

«Нормированная стоимость электроэнергии соответствует долгосрочной цене киловатт-часа, обеспечивающей стабильную цену для потребителей электроэнергии, а для инвестора гарантирует безубыточность его вложенных средств в создание генерирующей технологии, а также достаточный уровень доходности инвестиций» [28].

В представленной ниже формуле все переменные выражены без учета инфляционной составляющей:

$$\sum P_{MWh} * MWh_t * (1 + r)^{-t} = \sum (Cap_t + O\&M_t + F_t + D_t) * (1 + r)^{-t} \quad (1.1)$$

где  $P_{MWh}$  – постоянная на всем жизненном цикле оплата поставщику за поставку электроэнергии (стоимость кВт·ч);  $MWh_t$  – количество произведенной электроэнергии в году  $t$ , МВт·ч;  $(1+r)^{-t}$  – коэффициент дисконтирования для года  $t$  (отражает оплату стоимости капитала);  $Cap_t$  – полные капитальные затраты, понесенные в году  $t$ ;  $O\&M_t$  – операционные затраты в году  $t$ ;  $F_t$  – затраты на топливо в году  $t$ ;  $D_t$  – затраты на обращение с отходами и вывод из эксплуатации в году  $t$  [28].

Из формулы (1.1) получаем:

$$LCOE = P_{MWh} = \frac{\sum (Cap_t + O\&M_t + F_t + Carb_t + D_t) * (1+r)^{-t}}{\sum MWh_t * (1+r)^{-t}} \quad (1.2)$$

Формула (1.2) соответствует современному «стандарту», по которому в странах Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) рассчитывается нормированная стоимость электроэнергии. Стоит подчеркнуть, что оценка показателя LCOE несет в себе определенные упрощения при его расчете. Однако гибкость подхода, безусловно, обеспечила повсеместное распространение и активное использование данного показателя на протяжении уже более 20 лет.

Для России методика расчета LCOE применяется главным образом, при реализации проектов строительства электростанций при работе вместе с иностранными инвесторами.

Специально для неустойчивых систем на основе использования возобновляемых энергоресурсов была создана концепция «системной LCOE» (system LCOE – sLCOE). Она

представляет собой сумму LCOE и величину затрат необходимых для интеграции источника в энергосистему.

При рассмотрении зависимости системной LCOE от объемов производимой электроэнергии (рисунок 1.15), можно отметить, что обычно затраты на интеграцию растут с увеличением энерговыработки (заштрихованная область) и могут быть даже отрицательными при небольшой энерговыработке. Пересечение растущей системной LCOE и средней LCOE для традиционной электростанции дает на графике точку равновесной энерговыработки на ВИЭ.

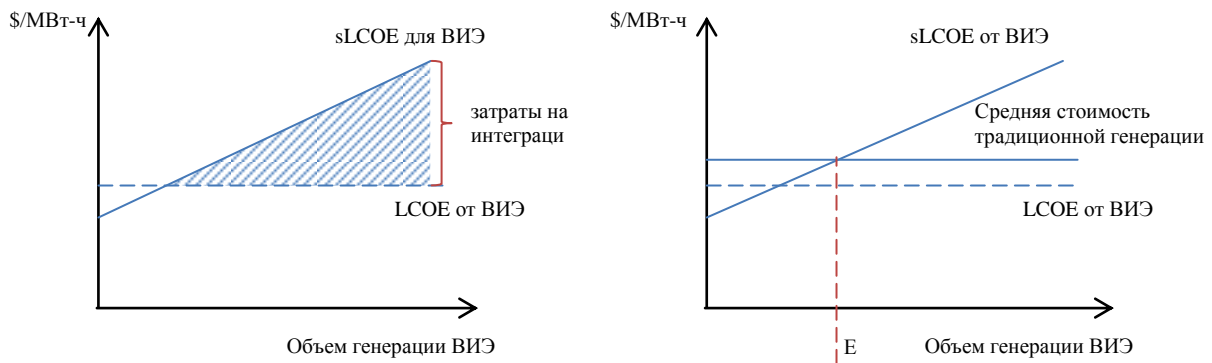


Рисунок 1.15 – Зависимость системной LCOE от объемов производимой электроэнергии:  $E^*$  – оптимальный объем генерации электроэнергии на ВИЭ

Источник: построено автором по данным [28]

С точки зрения перспективности использования анализируемой методики для расчета показателя системной LCOE при оценке стоимости электроэнергии следует выделить существенный минус – это в первую очередь проблематичность получения данных для расчета. Но не смотря на это, концепция, однозначно, имеет ценность для иных целей, например, определения стоимости «топливной корзины» отдельных энергосистем и доли возобновляемых энергетических ресурсов.

Еще одним вариантом расчета является, разработанная Агентством энергетической информации Министерством энергетики США методика оценки нормированных альтернативных затрат (LACE), Показатель LACE представляет собой потенциальную выручку владельца электростанции от продажи электроэнергии и мощности вместо замещаемой электростанции. Рассчитывается LACE по следующей формуле:

$$LACE = \frac{\sum_{t=1}^Y (MЦГ_t * ЧН_t) + (ПМ * ФМ)}{EOB} \quad (1.3)$$

где  $LACE$  – нормированные альтернативные затраты на электроэнергию, USD / МВт·ч;  $t$  – период времени;  $Y$  – количество таких временных периодов в году (как правило, для целей планирования мощности выделяют 9 периодов: 3 времени года (весна/осень, зима и лето) и 3 вида нагрузки (базовая, пиковая, полупиковая);  $MЦГ$  – маржинальная цена генерации,

стоимость электровыработки при определенной нагрузке для удовлетворения спроса в конкретный период времени;  $ЧН$  – часы нагрузки, количество часов в конкретном периоде времени, в течение которого энергоблок выдает мощность в энергосистему (это количество сопоставимо с показателем КИУМ, используемым для расчета LCOE);  $ПМ$  – плата за мощность, стоимость для (энерго-)системы по обеспечению маржинального резерва по надежности;  $ФМ$  – фактическая мощность, способность энергоблока обеспечить резерв по надежности для системы;  $ЕОВ$  – ежегодная ожидаемая выработка в часах, количество часов в году, в течение которых электростанция предположительно должна работать [28].

Оценка LACE сложнее, чем LCOE, так как требует наличия информации об энергосистеме в целом, включая результаты моделирования ее работы без анализируемого потенциального проекта сооружения электростанции. Эти обстоятельства делают показатель LACE сложным для расчета [28].

Для всесторонней оценки потенциальных проектов строительства электростанций можно сравнивать показатели LACE и LCOE, что позволяет сопоставить затраты и выручку по конкретному проекту и сделать вывод о его экономической целесообразности [28].

В период с 2008 по 2016 год стоимость солнечных модулей для солнечных электростанций снизилась более чем на 80%, за этот же период стоимость ветреных турбин так же имела тенденцию к снижению и цены сократились в среднем на 30-40% в зависимости от мощности самих турбин.

Международное энергетическое агентство по возобновляемой энергии (IRENA), занимающиеся изучением энергетических рынков, в ежегодных докладах заявляет о стабильном снижении цен на оборудование и системы на основе ВИЭ. Согласно их прогнозам средневзвешенная стоимость электроэнергии от ветро-энергостанций к 2025 снизится на 26%, а от солнечных (фотоэлектрических) до 59%. Из этих прогнозов следует, что стоимость электроэнергии от возобновляемых энергоресурсов будет в пределах 0,04-0,05 евро за 1 кВт-ч. Это означает, что произведенная электроэнергия за счет ВИЭ будет значительно дешевле, чем произведенной от тепловых или ядерных электростанций [27]. Так, например, на сегодняшний день, стоимость генерации электроэнергии от ветряных турбин в среднем в мире находится в районе отметки в 0,07 долларов США за кВт-ч.

Предположение специалистов IRENA в вопросе снижения стоимости электроэнергии на 26% к 2025 году от ветротурбинных установок, опирается в первую очередь на общемировую тенденцию сокращения затрат на производства оборудования генерации, снижение затрат на капитальное строительство и эксплуатационных расходов энергостанций на основе ВИЭ, а

также в сфере быстрого технологического развития возобновляемой энергетики и как следствие повышение эффективности работы данных систем.

За последнее время сильно снизилась и стоимость солнечной электроэнергии. В 2010 году электроэнергия солнечных батарей стоила от 0,25 до 0,35 евро за кВт-ч. А уже в 2015 году, электричество от новых модулей стоило на две трети дешевле. В мире средняя цена на электроэнергию составляет 0,107 евро за кВт-ч. Благодаря эффективности производства и улучшенным модулям, наблюдается стремительное падение стоимости фотовольтаики. Как уже говорилось, согласно прогнозам IRENA, стоимость электроэнергии от солнечных электростанций сократится на 59 % к 2025 году, и будет составлять около 0,05 евро за кВт-ч [27, 28].

Специалисты из Bloomberg New Energy Finance в свою очередь тоже прогнозируют падение цен на солнечную и ветровую энергию. По данным их отчета, New Energy Outlook 2016 к 2040 году ожидается падение затрат в районе 41 % на ветровую и 60% на солнечную энергию. Они предполагают, что к тому времени инвестиции в развитие технологий ВИЭ составят 7,8 триллиона долларов (6,4 триллиона евро), и только 2,1 триллиона долларов (1,7 триллиона евро) будут вложены в газовые и угольные электростанции [29].

Специалисты также подчеркивают, что на мировых рынках энергии растет уровень конкуренции, что является главным источником развития инноваций.

Согласно последним исследованиям Международного энергетического агентства IRENA. Для новых проектов, введенных в эксплуатацию в 2017 году, затраты на электроэнергию из возобновляемых источников энергии продолжает падать. После нескольких лет устойчивого снижения затрат технологии возобновляемой энергетики становятся все более конкурентоспособными на мировых энергетических рынках, при этом они способны удовлетворить потребности новых глобальных вызовов низкоуглеродной энергетики (энергетики «нулевой эмиссии»).

Глобальный средневзвешенный LCOE новых гидроэлектростанций, введенных в эксплуатацию в 2017 году, составлял около 0,05 доллара США за киловатт-час (кВт-ч), а для береговых ветряных установок – около 0,06 долларов США / кВт-ч. Для новых биоэнергетических и геотермальных проектов глобальный средневзвешенный LCOE составлял около 0,07 долл. США за кВт-ч.

Снижение затрат на электроэнергию на основе солнечных фотоэлектрических (PV) проектов с 2010 года было весьма существенным. Вследствие снижения цен на солнечные фотоэлектрические модули на 81% с конца 2009 года, а также снижения балансовой стоимости системы (BoS), глобальный средневзвешенный LCOE снизился на 73% в период между 2010 и



2017 годами до USD 0,10 / кВт-ч. Все чаще эта технология конкурирует с традиционными источниками питания, при этом данная технология способна конкурировать без механизмов субсидирования со стороны государства.

На рисунке 1.16, представлена полная статистика снижения стоимости электроэнергии на базе различных видов ВИЭ. Диаметр круга представляет собой размер проекта, с его центром значение стоимости каждого проекта по оси Y. Толстые линии представляют собой средневзвешенное значение LCOE для установок, введенных в эксплуатацию в каждом году. Реальная средневзвешенная стоимость капитала составляет 7,5% для стран ОЭСР и Китая и 10% для остального мира.

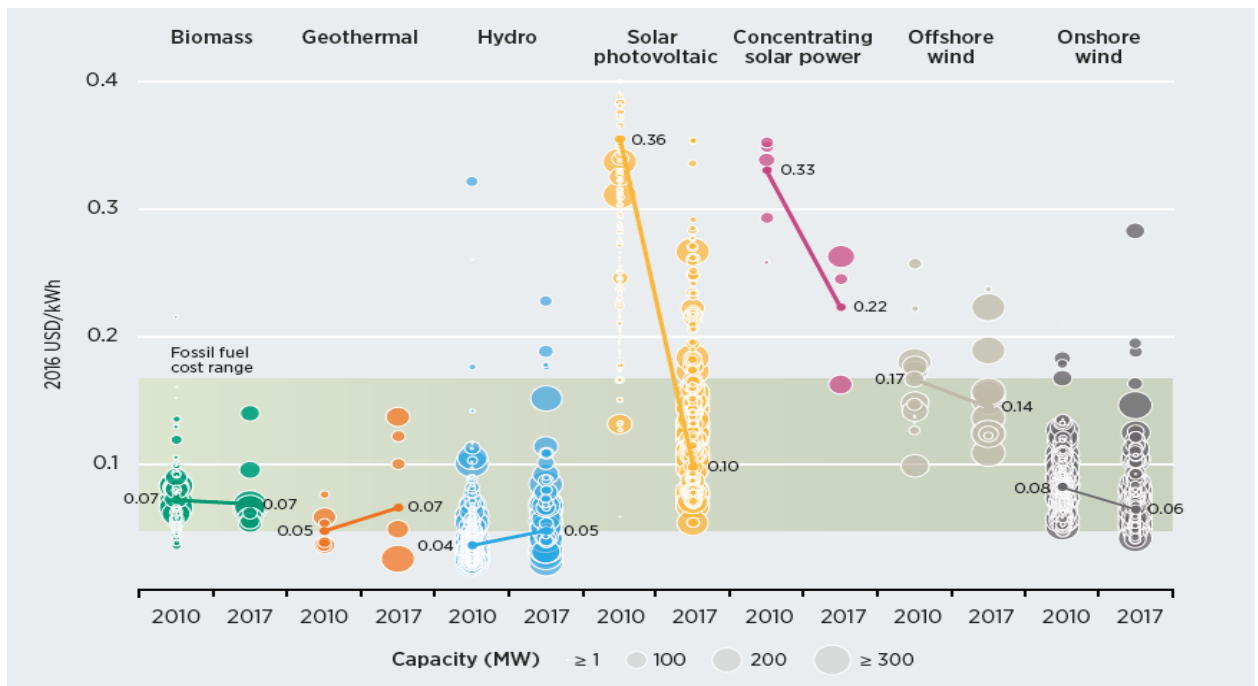


Рисунок 1.16 – Глобальная средневзвешенная стоимость электроэнергии LCOE, с использованием технологий возобновляемой энергетики, 2010-2017 гг.

Источник: IRENA [28]

Глобальный средневзвешенный LCOE морских ветровых проектов, введенных в эксплуатацию в 2017 году, составил 0,14 доллара США за кВт-ч, тогда как для концентрированной солнечной энергии (CSP) он составлял 0,22 долл. США за кВт-ч. Однако прогнозируется, что к 2020 году затраты упадут до 0,06 доллара США для концентрированной солнечной энергии и до 0,10 доллара США для морских ветровых проектов.

Для возобновляемых источников энергии появились три основных фактора снижения затрат: 1) совершенствование технологий; 2) конкурентные закупки; и 3) большая база опытных, активно работающих на международном уровне разработчиков проектов.

Исторически сложилось так, что усовершенствования технологий были жизненно важны для повышения производительности и снижения затрат, которые (в дополнение к

индустриализации сектора и экономии на масштабе) сделали солнечные и ветровые энергетические технологии конкурентоспособными. Рост конкуренции - на фоне глобализации рынка возобновляемой энергии - появился в последнее время как еще один ключевой фактор. Появляется большая база производителей, поставщиков и компаний, реализующих проекты энергообеспечения на основе ВЭИ, которые активно ищут новые рынки по всему миру. Все это приводит к сокращению затрат на возобновляемые источники энергии.

Сокращение общих установленных затрат приводит к снижению уровня LCOE для солнечных и ветроэнергетических технологий, но в разной степени. Они были наиболее важны для солнечного PV, CSP и берегового ветра.

К ключевым факторам развития возобновляемых источников энергии относится снижение стоимости и повышение доступности заемного капитала (рисунок 1.17).

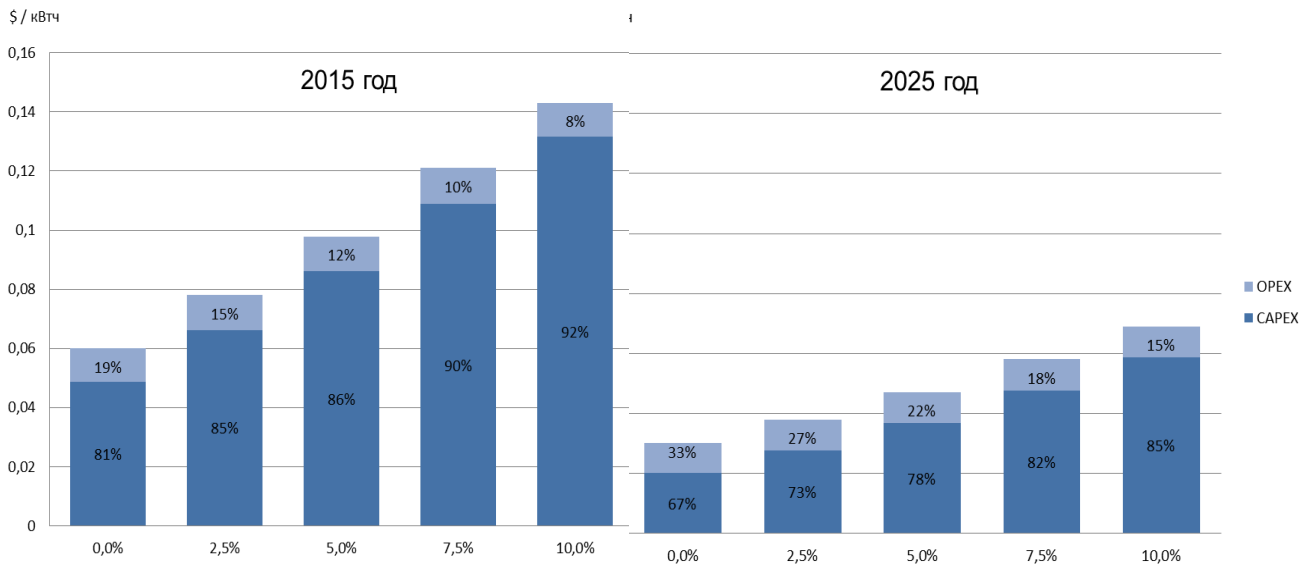


Рисунок 1.17 – Стоимость электроэнергии от солнечных электростанций (LCOE) в зависимости от стоимости капитала (WACC) в долларах США

Источник: построено автором по данным IRENA [28]

В конце 2017 года был опубликован очередной, одиннадцатый доклад инвестиционного банка Lazard «Приведённая стоимость энергии» (Levelized cost of energy analysis — 11.0).

В данном исследовании обосновываются тенденции снижения стоимости генерации возобновляемой энергетики, в первую очередь ветровой и солнечной энергетики (крупные фотоэлектрические солнечные электростанции). Средние исторические значения LCOE по видам энергии представлены в таблице 1.3 и рисунке 1.18.

Таблица 1.3 – Средние исторические значения LCOE \$/МВтч

LCOE, \$/МВтч	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Изменение, %
Ядерная энергетика	123	96	95	96	104	112	117	117	148	20,3
Уголь	111	111	111	102	105	109	108	102	102	-8,1

Продолжение таблицы 1.3

LCOE, \$/МВтч	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Изменение, %
Газ	83	82	83	75	74	74	65	63	60	-27,7
Солнечная	359	248	157	125	98	79	64	55	50	-86,1
Ветер	135	124	71	72	70	59	55	47	45	-66,7

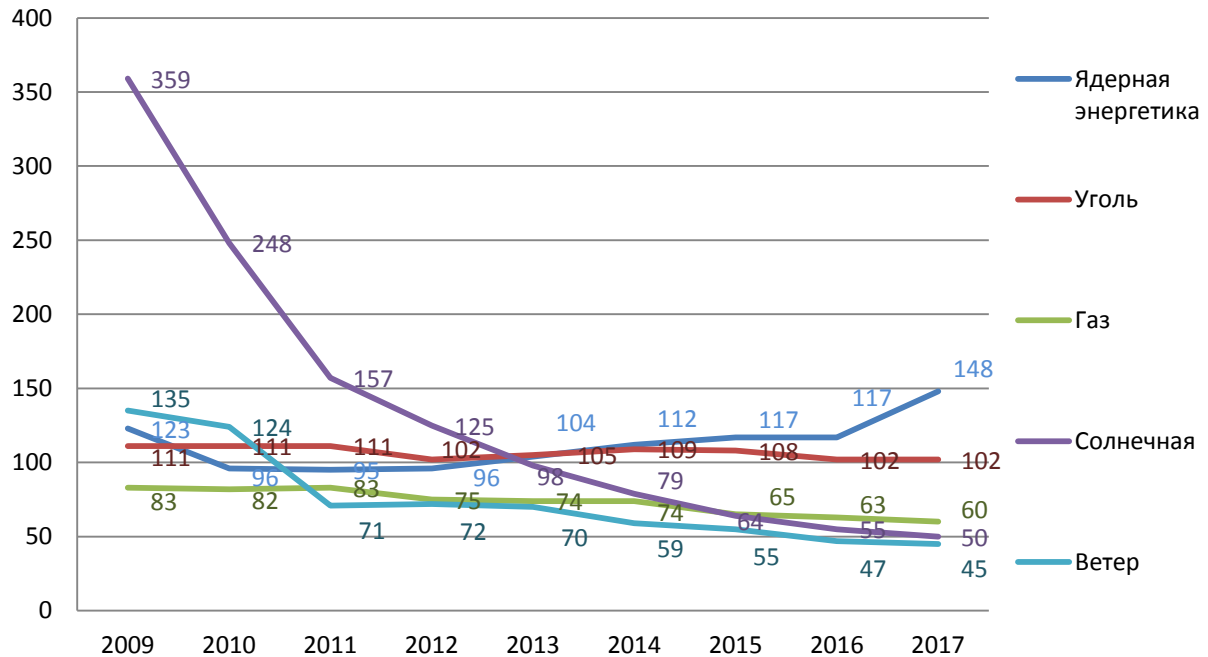


Рисунок 1.18 – Средние исторические значения LCOE \$/МВтч

Источник: построено автором по данным инвестиционного банка Lazard [30]

Поскольку приведённая стоимость киловатт-часа в солнечной и ветровой энергетике снижается (в сравнении с прошлогодним исследованием она снизилась на 6%), «в ряде сценариев полные удельные расходы жизненного цикла (CAPEX + OPEX) проектов ВИЭ упали ниже только операционных затрат традиционных технологий, таких как угольная и атомная генерация. Ожидается, что это приведет к продолжительному и масштабному внедрению альтернативных энергетических мощностей».

Несмотря на снижение темпов удешевления технологий возобновляемой энергетики, разрыв между ними и традиционной генерацией будет увеличиваться, поскольку издержки последней находятся на стабильном уровне (уголь) или возрастают (атомная энергетика). В частности, LCOE мирного атома повысилась примерно на 35% по сравнению с прежними оценками, отражая рост капитальных затрат, отмеченный у проектов находящихся в стадии реализации на настоящее время.

Границы приведенной не субсидируемой стоимости электроэнергии LCOE, вырабатываемой фотоэлектрическими солнечными электростанциями, находятся, по оценкам Lazard, в районе \$46-\$53 (кремниевые технологии) и \$43-\$48 (тонкопленочные технологии).

Интервал LCOE в материковой ветроэнергетике — \$30-\$60 за мегаватт-час. При этом у самой доступной из традиционных технологий генерации (парогазовой): \$42-\$78/МВт\*ч (рисунок 1.19.).



Рисунок 1.19 – Интервалы LCOE по видам генерации

Источник: по данным инвестиционного банка Lazard [30]

В исследовании специалистами банка Lazard приводятся оценочные данные приведенной стоимости энергии для фотоэлектрических солнечных электростанций, оснащенных накопителями энергии (отмечено оранжевым ромбом). Как видно из рисунка 1.19, добавление накопителя, по расчетам авторов, увеличивает LCOE всего в два раза – до вполне приемлемой величины \$82/МВт\*ч.

Стоимость единицы ветровой и солнечной энергии определяется главным образом:

- 1) капитальными затратами,
- 2) стоимостью капитала (процентной ставкой)
- 3) коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ), который, в свою очередь, зависит от: а) местоположения объекта — в первую очередь; б) качества проектирования и оборудования.

Капитальные затраты на солнечные электростанции, по данным Lazard, находятся в интервале \$1100-\$1375 на киловатт установленной мощности (для рассматриваемых в модели объектов установленной мощностью 30 МВт). Это абсолютно реалистичное допущение с учетом нынешней статистики. То же самое касается капитальных затрат материковой ветроэнергетики, где берется расчетный интервал \$1200-\$1650/кВт.

Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) фотоэлектрических солнечных электростанций аналитики оценивают в 21-30% (для кремниевых технологий) и 23-32% (для тонкопленочных). Это соответствует статистическим данным, опубликованным Управлением энергетической информации (EIA) Министерства энергетики США, по которым средний КИУМ фотоэлектрических солнечных электростанций в стране в 2016 году был равен 27,2%.

Для ветроэнергетики Lazard делает достаточно оптимистичные предположения касательно КИУМ (38-55%). В статистике от EIA средний результат в 2016 году – 34,7%. В то же время надо учитывать, что расчет LCOE производится для новых электростанций. В 2016 средний КИУМ объектов ветроэнергетики, введенных в США в 2014 и 2015 годах, составил 42,6%.

#### **1.4 Оценка перспективности регионов России с точки зрения внедрения ВИЭ на предприятиях горнопромышленного комплекса**

##### **Мировой опыт применения ВИЭ в горнопромышленном комплексе**

«Огромное количество энергии, используется во всем мире для извлечения и переработки сырья. Горнодобывающая промышленность является одним из крупнейших потребителей энергии в целом. Для удовлетворения растущего спроса на энергию горнодобывающая промышленность опиралась на традиционные ископаемые источники топлива — дизельное топливо, нефть, уголь и природный газ. В последние годы горнодобывающая промышленность сталкивается с множеством проблем, прежде всего с падением цен на сырьевые товары. Электроэнергия является одним из самых главных факторов стоимости для горнодобывающих компаний» [31].

Горнодобывающая отрасль потребляет 11% всей мировой энергии. Расходы на энергию от суммарной стоимости производства в среднем составляют 15%. В металлургии этот показатель возрастает от 20 до 40%. Снижение стоимости производимой и потребляемой при производстве электроэнергии, на сегодняшний день является центральным стратегическим направлением в горнодобывающей промышленности. Высокий уровень антропогенных выбросов, социальная ответственность, повышение требований природоохранных органов при эксплуатации энергосистем основанных на традиционных видах топлива, все это вызывают высокий интерес у горнодобывающих компаний к возобновляемым энергетическим ресурсам [31, 32].

Применение возобновляемых энергоресурсов на предприятиях горнопромышленного комплекса, осуществляется на данный момент по четырем направлениям:

1. Обеспечение электроэнергией при добычи полезных ископаемых объектов, находящихся вне системы централизованного энергоснабжения, к примеру система ветроустановок на руднике Rio Tinto Diavik Mine Wind Project (Канада) или же пример солнечной электростанции на руднике Sandfire Resources Degruusa Mine Solar Project (Австралия).

2. В ряде случаев в США практикуется установка энергостанций на основе ВЭР на рекультивированных рудниках, например система ветроустановок на бывшей угольной шахте Dave Johnston или Glenrock and Rolling Hills.

3. Электростанции на основе возобновляемых энергоресурсах могут служить в качестве диверсификации бизнеса, к примеру, крупные горнодобывающие компании Coal India и Semafo / Windiga (Индия).

4. Установка на собственных рудниках или участие в строительстве отдельных независимых электростанций на основе ВЭР с целью снижения сокращения выбросов вредных веществ в атмосферу и для повышения уровня корпоративно-социальной ответственности и имиджа компании. Как один из примеров: Teck Resources в проекте Winding Hills Wind (Канада).

Уже больше 20 горнодобывающих компаний представлены в области использования возобновляемых источников энергии для производства энергии на своих рудниках: Antofagasta Minerals (Chile), Barrick Gold (Canada), CAP (Chile), CODELCO (Chile), Collahuasi (Chile), Compañia Minera Dayton (Chile), Cronimet Metal Trading (Germany), Galaxy Resources (Australia), Glencore Plc (Switzerland), Grupo Mexico (Mexico), IAMGOLD (Canada), Industrias Peñoles (Mexico), Mandalay Resources (Canada), Minera Rafaela (Chile), Nyrstar (Belgium), Ozkoyuncu Mining (Turkey), Rio Tinto (UK), Sandfire Resources (Australia), Shanta Gold (Tanzania), SNIM (Mauritania), Vale (Brazil) [31].

Основываясь на данные Energy and Mines, можно отметить, что показатель текущей установленной мощности ветряных и солнечных энергоустановок, применяемых горнодобывающими компаниями достиг 943 МВт, из них солнечная энергия (фотовольтаика) составила 352 МВт, солнечная тепловая энергия - 39 МВт, а установленная мощность ветроустановок составила - 551 МВт [33,34].

На рисунке 1.20 представлена карта горнодобывающих компаний, которые начали применять системы энергообеспечения на основе возобновляемых энергетических ресурсов.

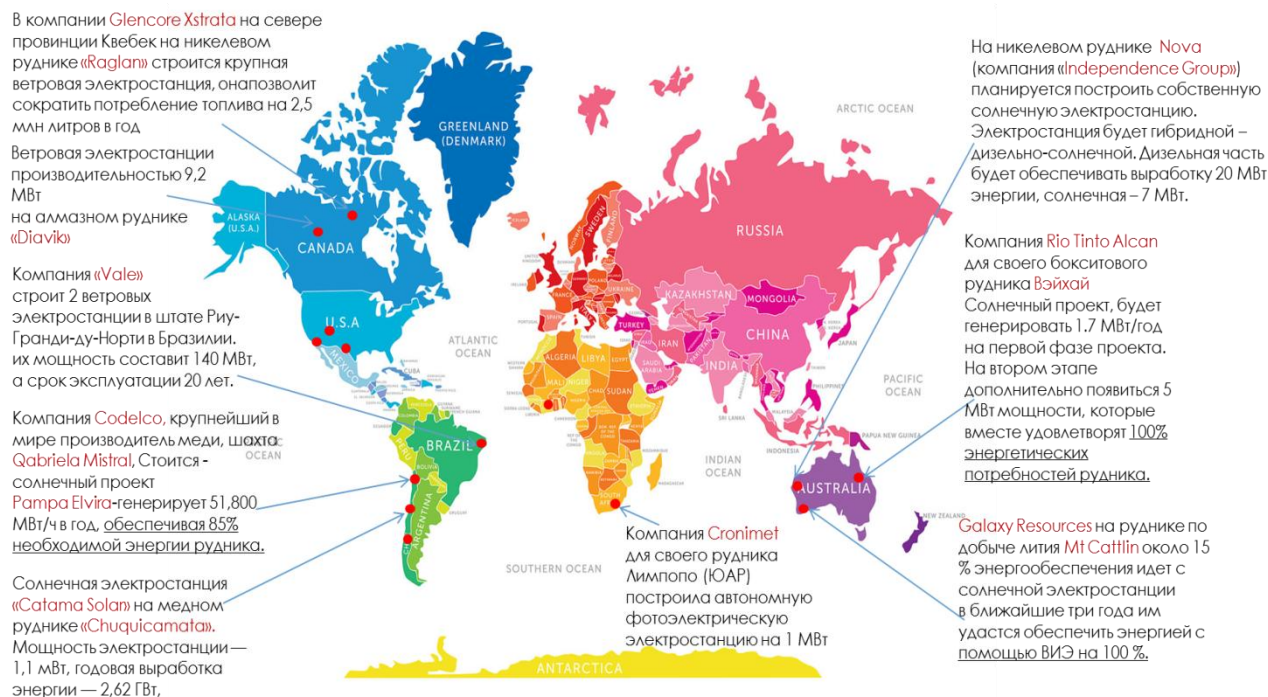


Рисунок 1.20 – Карта горнодобывающих компаний, применяющих ВИЭ для энергообеспечения собственных производств

Источник: построено автором

Анализируя «инвестиции компаний горнопромышленного комплекса в альтернативные источники энергии, можно наблюдать ежегодный рост. Согласно исследованиям консалтинговой компании NavigantResearch, уже к 2022 году в Азиатско-Тихоокеанском регионе, а также в Латинской Америке, горнодобывающие и перерабатывающие компании инвестируют более миллиарда долларов США (рисунок 1.21) [34].

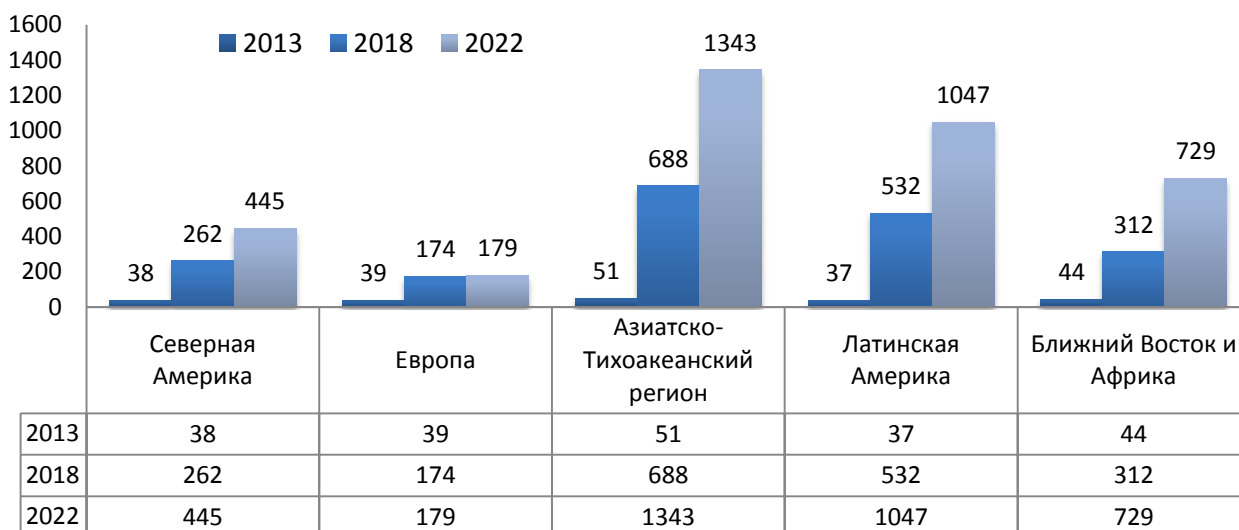


Рисунок 1.21 – Инвестиции в возобновляемые энергоресурсы в горнопромышленном комплексе на мировых рынках: 2013-22 гг., млн. \$ США

Источник: построено авторам по данным NavigantResearch [34]

Относительно быстрые перемены, связанные с переходом от традиционных источников энергии к возобновляемым источникам, ведут к развитию технологических инноваций, появляются новые инженерные решения. Важным результатом инновационного развития возобновляемой энергетики станет совершенствование технологии производства таких батарей, которые смогут обеспечивать работу горнопромышленного предприятия непрерывно, 24 час в сутки. Настоящий эффект могут произвести инновационные технологические разработки, существенно уменьшающие стоимость систем энергообеспечения на основе ВИЭ и повышающие их надежность.

Ниже приведены примеры систем ВИЭ на предприятиях горнопромышленного комплекса разных стран мира.

Чили. Одной из стран, где ВИЭ широко используются, является Чили. В этой стране бурно развивающаяся горная промышленность требует значительного количества энергии. В качестве выхода из положения в Чили все чаще используют солнечную и ветровую энергию.

Одна из крупнейших фотоэлектрических солнечных электростанций «CatamaSolar» используется на медном руднике «Chuquicamata». Мощность электростанции — 1,1 МВт, годовая выработка энергии — 2,62 ГВт, прогнозируемый срок службы — 25–35 лет. Состоит из 4080 фотоэлектрических панелей и занимает 6,25 га. Этот объект ориентирован исключительно на энергообеспечение работы горнодобывающего предприятия.

На выставке-конференции «RenewablesandMiningSummitandExhibition» в 2013 году было подписано соглашение между «RameEnergy» и «MandalayResource» на поставку 3 ветровых турбин мощностью 600 кВт каждая для чилийского подземного рудника «CerroBayo». Основная цель их будущего использования — сократить зависимость предприятия от топлива.

Для другого крупного медного рудника строится термосолнечная электростанция «PampaElvira», которой занимаются компании «EnergíaLlaima» (Чили) и «Sunmark» (Дания). Она будет обслуживать процесс получения меди электролизом. Станция из 2620 солнечных панелей (39300 м<sup>2</sup>), ее мощность 51 800 МВт тепловой энергии. «PampaElvira» будет способна заместить 85 % потребления топлива при электролизе.

В пустыне Атакама на стадии строительства находится солнечная электростанция «Amapeseg» мощностью 100 МВт. Идет работа над проектом возведения трех гидроэлектростанций компаниями «XstrataCopper» и «OriginEnergyLimited».

В Канаде на нескольких рудниках используют энергию от ветровых электростанций. Так, например, на алмазном руднике Diavik была установленная ветровая станция с установленной мощностью в 9,2 МВт. Так же в провинции Квебек, для энергообеспечения



никелевого рудника Raglan строится крупная ветровая станция, так как в этих районах полностью отсутствуют другие виды источников электроэнергии.

Бразилия. Горнодобывающая компания «Vale» совместно с австралийским предприятием «PacificHydro» строит 2 ветровых электростанции в штате Риу-Гранди-ду-Норти в Бразилии. По планам их мощность составит 140 МВт, а срок эксплуатации 20 лет.

Австралия. На предприятии по добыче лития «MtCattlin» (расположено в 540 км от крупнейшего города западной Австралии - Перта) около 15 % потребностей в энергии обеспечивает солнечная электростанция. В регионе есть также потенциал использования ветровой энергетики, в этой связи компании рассчитывает в ближайшем будущем перейти полностью на ВЭИ. В планах компании лежит строительство трех ветро- установок с установленной мощностью в 1,2 МВт каждая, и плюс ко всему, все эту систему будет дополнять солнечная электростанция с установленной мощностью в 1 МВт.

США. В США распространена практика строительства солнечных электростанций на отвалах и хвостохранилищах уже закрытых или разрабатываемых горных предприятий [35-40].

Например, в 2010-2011 годах был реализован проект строительства фотоэлектрической электростанции мощностью 1 МВт на отвалах рудника «MolyCorp» в штате Нью-Мексико. Данный проект является крупнейшим проектом по строительству мощностей солнечной энергетике в условиях работы компании горнопромышленного комплекса.

Еще на нескольких месторождениях в США применяются энергоустановки на основе возобновляемой энергетике, так например на угольном разрезе «McKinley» (Нью-Мексико) и на отвалах медного рудника «ASARCO MissionMine» (Аризона) были установлены солнечные электростанции разных мощностей; ветровую и солнечную электростанцию построили для энергообеспечения предприятия по добыче серы «Leviathan» (Калифорния), а на золотом руднике «Summitville Mine» (Колорадо) используют гидроэлектрическую станцию.

Среди зарубежных проектов строительства электрогенерирующих станция на основе ВИЭ можно также отметить возведение солнечной электростанции на золотом руднике в Суринаме (Южная Америка) - «Rosebel», новая электростанция строилась при совместном участии государства, ее установленная мощность составила 5 МВт.

### **Основные итоги развития Российской возобновляемой энергетики**

Россия, несмотря хорошую обеспеченность традиционными запасами энергетического сырья углеводородные запасы, рассматривает возможности сбалансированного развития своего энергетического комплекса, в том числе и в части использования своего серьезного потенциал ВИЭ и последовательно реализует государственную политику в этой сфере. Вместе с тем,

развитие ВИЭ – это совместная задача для государства, технологических компаний и потенциальных инвесторов. На данном этапе развития возобновляемые источники энергии (за исключением крупных ГЭС) используются очень мало.

К стратегическим приоритетам развития генерации на основе ВИЭ можно отнести следующие положения:

1. Обеспечение энергетической безопасности. В частности благодаря масштабному внедрению систем на основе ВИЭ можно достичь: снижение потерь энергии на транспортировку и ее распределение за счет внедрения распределенной генерации на основе ВИЭ; создание распределенной генерации с использованием местных энергокомплексов на основе ВИЭ и интеллектуальных систем распределения и хранения энергии; децентрализация и автономность энергообеспечения;

2. Обеспечение энергетической эффективности экономики (диверсификация в использовании энергетических ресурсов, рациональное использование исчерпаемых топливно-энергетических ресурсов и сокращение их потребления в энергетике);

3. Обеспечение экологической безопасности (снижение антропогенного воздействия на окружающую среду; сохранение здоровья и качества жизни населения и другие).

На рисунках 1.22-1.23 представлены карты ветровой и солнечной активности на территории РФ. Оценив карты ветровой и солнечной активности в Российской Федерации, можно отметить следующее:

1. Стабильная солнечная активность, которая несильно зависит от времени года наблюдается в южных районах страны (Краснодарский край, Ставропольский край, Ростовская область, Волгоградская область). Астраханская область и др. Также высокая солнечная активность отмечается на юге Урала, Южная Сибирь (практически на всем протяжении), Республика Саха-Якутия, Дальний восток.

2. Стабильная ветровая активность наблюдается в степных районах (Ставропольский край, Забайкальский край, Приморский край, Хабаровский край и др.), а также и на побережье всех морей, включая обширную зоны Арктики (побережье Северного Ледовитого океана).

3. Благоприятное сезонное сочетание активности ветра и солнца можно наблюдать на территории северной тундры, так как этому району присуще наличие сильных ветров зимой, летом полярный день, а в осенний и весенний периоды хорошее сочетание стабильных ветров и дневной солнечной активности.

4. В прибрежных районах, а также равниной местности на территории юга России, наблюдается благоприятное сочетание солнечной и ветровой активности.

5. Для средней полосы, характерен средний уровень ветра и достаточный для применения солнечных электростанций уровень солнечной активности, особенно в весенне-летний период.

6. Использование энергосистем на основе возобновляемых энергетических ресурсов наименее перспективно на территории Северо-Западного региона, за исключением районов Финского залива и Балтийского моря, это связано в первую очередь из-за хорошо развитой региональной энергосистемы [47, 48].



Рисунок 1.22 – Карта ветровой активности на территории РФ

Источник: [49]



Рисунок 1.23 – Карта солнечной активности на территории РФ

Источник: [49]

Данные выводы говорят о хорошем климатическом и географическом потенциале использования солнечных модулей во многих районах на территории России в качестве базового источника энергии.

Согласно многочисленным исследованиям, к перспективным регионами применения сетевых ветро-электростанций (ВЭС) относят Мурманскую и Архангельскую область, Нижнее Поволжье, республику Крым, Ростовскую область, Приморский край. Для сетевого применения солнечных электростанций (СЭС) могут быть использованы территории Краснодарского края, Оренбургской области, республики Крым, Башкортостана и Алтай.

Также стоит отметить, что в связи с обширными территориями, преимущественно северные и дальневосточные регионы, относятся к зонам децентрализованного энергоснабжения, поэтому развитие систем энергообеспечения на основе ВИЭ в этих регионах особенно актуально.

Снижение удельных капитальных затрат по проектам энергообеспечения на основе ВИЭ внутри страны и выход российских наукоемких технологий на экспортные рынки – те ключевые приоритеты, на которые должно быть нацелено развитие возобновляемой энергетики в России.

Согласно оценкам Министерства энергетики Российской Федерации, возобновляемой энергетики в 2017 году, удалось удержать хорошую динамику роста по количественным и качественным параметрам [31, 116].

За два предыдущих года в России были построены и введены порядка 130 МВт объектов ВИЭ. По итогам 2017 года ожидается завершение строительства ещё столько же – 130 МВт солнечных и ветровых электростанций. 70 МВт из них уже введено в эксплуатацию. При этом сектор возобновляемой энергетики пополняется новыми участниками, готовыми инвестировать в перспективные проекты и приносящими в отрасль свои технологические компетенции. Растущая конкуренция уже положительно сказывается на рынке, снижая удельные капитальные затраты по новым проектам.

В солнечной энергетике на настоящее время создана полная производственная цепочка – от науки и производства солнечных модулей до строительства и эксплуатации СЭС. Важным событием в этой связи стала модернизация завода по производству солнечных модулей в Чувашской республике с увеличением его мощности до 160 МВт в год. Эффективность новых модулей и панелей, производимых по отечественной гетероструктурной технологии – более 20%, что соответствует лучшим мировым образцам. В сентябре была введена в эксплуатацию первая СЭС в республике Алтай.

В ветроэнергетике участники, прошедшие отборы на договоры предоставления мощности (ДПМ) ВИЭ, также приняли на себя обязательства по локализации, и сегодня формируются необходимые для их обеспечения технологические партнерства.

В России действует целый комплекс мер поддержки ВИЭ на оптовом и на розничных рынках электрической энергии и мощности, который постоянно совершенствуется, более подробно об этом будет сказано во 2 главе данного исследования.

В России появились отрасли возобновляемой энергетики и отрасли производства оборудования для её нужд. Следующий этап развития возобновляемой энергетики, под которые должна трансформироваться государственная поддержка, должен обозначить следующие приоритеты экономического характера, такие как: стимулирование конкуренции и снижение удельных капитальных затрат по новым проектам возобновляемой энергетики внутри страны, а также выход на экспортные рынки российских технологических продуктов и решений. «Российские технологии возобновляемой энергетики могут и должны стать нашим вкладом, наряду с поставками традиционных энергоресурсов, в устойчивое энергетическое развитие в глобальном масштабе» [50, 51].

#### **Анализ Дальневосточного региона РФ**

Современное развитие энергетики в России характеризуется ростом стоимости производства энергии. Наибольшее увеличение стоимости энергии наблюдается в удаленных районах Сибири и Дальнего Востока России, Камчатки, Курильских островов, где в основном используются децентрализованные системы электроснабжения на базе дизельных электростанций, работающих на привозном топливе [52].

Согласно «Энергетической стратегии на период до 2035» наиболее перспективной областью применения возобновляемой энергетики в России являются изолированные и удаленные энергорайоны, а также резервирование системы электроснабжения особо ответственных потребителей (повышенной категории надежности) [53].

На территории Дальнего востока, по данным информационного портала «Дальний Восток. Недропользование.», на 1 августа 2016 года зафиксировано 984 компании, связанные с горнодобывающей и перерабатывающей деятельностью, из них: 189 геологоразведочных предприятий, 53 нефтегазодобывающих, 122 угледобывающих и 533 горнодобывающих компаний (золото- и алмазодобыча, добыча цветных и черных металлов). А также 198 предприятий, обслуживающих добывающую отрасль [52].

Минерально-сырьевая база Дальнего Востока чрезвычайно многообразна, на данный момент насчитывается 4 703 объекта, из них: 2 571 участок россыпного золота, 684 месторождения рудного золота, 25 месторождений платины, 129 участков добычи алмазов, 257

месторождений каменного угля, 177 месторождений бурого угля, 334 месторождения нефти и газа.

Огромная часть месторождений находятся на весьма удаленном расстоянии от энергосетей и объектов энергогенерации, в связи с чем, многие компании, для обеспечения своих предприятий энергией, используют собственные автономные дизельные электроустановки различных мощностей. Что приводит к целому ряду дополнительных технологических операций, в виде постоянного подвоза дизельного топлива, и как следствие удорожанию себестоимости продукции. На данный момент стоимость дизельного топлива равна 40-70 тыс. рублей за тонну, а себестоимость электроэнергии в этих районах достигает более 100 рублей за 1 кВт-ч. Все эти проблемы связаны в первую очередь с особенностями энергетики региона.

В годы СССР развитие энергетики Дальнего Востока велось в следующей парадигме: обеспечивать нужды создаваемой в рамках индустриализации промышленности, а также многочисленных военных объектов. Эффективность, экология, интересы населения - все это оставалось на втором плане, в приоритете были задачи государственного масштаба. В постсоветское время структура потребления сильно изменилась; сегодня в некоторых регионах, к примеру на Сахалине, основными покупателями электроэнергии стали население и коммунальный сектор, а не впавшая в анабиоз промышленность. А в наследство от "оборонки", например, остались станции, работающие на флотском мазуте.

Огромные расстояния между регионами, а внутри них - между городами и поселками, породили другую ключевую особенность дальневосточной энергетики: изолированность территорий. Единой энергосистемы, как в Европейской части страны и даже в соседней Сибири, на Дальнем Востоке создано не было. Только генерация в южных регионах (Хабаровский и Приморский края, Амурская область, Еврейская автономная область, а также юг Якутии) работает в рамках объединенной энергосистемы (ОЭС) Востока, на остальных же территориях действует пять изолированных энергосистем. В том числе две - в той же Якутии. При этом ОЭС Востока сама по себе изолирована от ОЭС Сибири и, соответственно, всей страны (межсистемные перетоки электроэнергии обеспечиваются маломощными линиями электропередачи напряжением 220 кВ); а внутри нее действуют отличные друг от друга как по техническим параметрам (преобладание ЛЭП того или иного класса напряжения, разные типы генерации и т. п.), так и по подходам к работе с потребителями системы (рисунок 1.24).

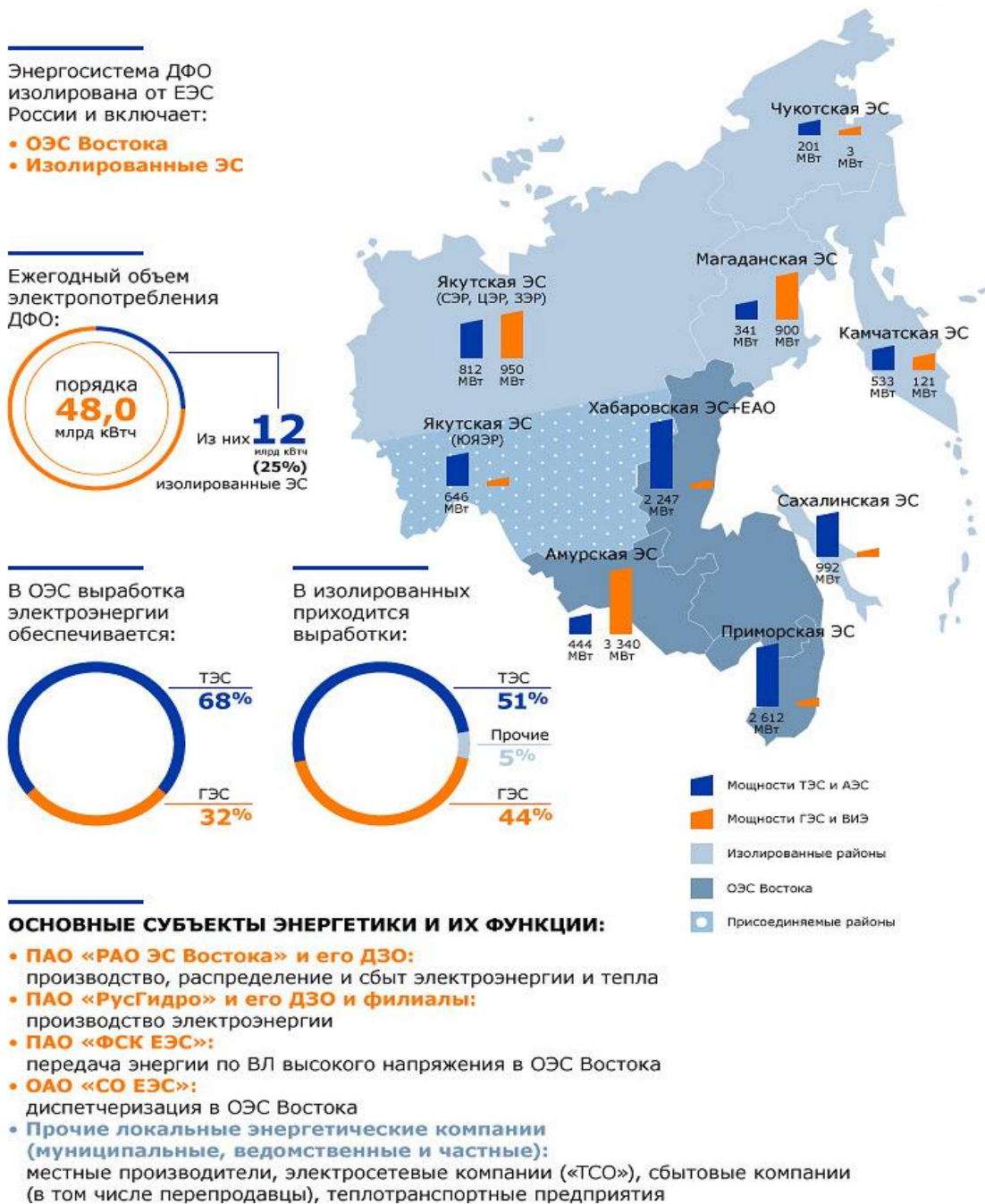


Рисунок 1.24 – Особенности энергетики ДФО

Источник: РусГидро [60]

Все это приводит к тому, что некоторые районы страдают от дефицита электричества, другие же являются энергоизбыточными. Но при этом возможности перетоков из-за огромных расстояний, которые не охватить никакими сетями, отсутствуют. Либо сети настолько изношены, что даже при передаче на несколько сот километров потери электричества превышают все допустимые пределы. Остро стоит и проблема резервов мощности. В одном из своих интервью генеральный директор "РАО ЭС Востока" Сергей Толстогузов сказал следующее: «С одной стороны, сложный климат - у нас постоянно то заливают, то сдувает, то лесные пожары. Это определяет высокие требования к резервированию мощности - мы всегда

должны быть готовы обеспечить потребителя светом и теплом по резервной схеме, если основная вышла из строя. С другой стороны, огромные расстояния означают и высокие потери в электросетях, и существенную стоимость топлива за счет транспортной составляющей. Прибавьте к этому устаревшее оборудование, поскольку массового обновления мощностей у нас не было с советских времен, а также низкую платежную дисциплину потребителей, и вам в принципе станет ясна картина, в условиях которой приходится работать» [55, 60].

По оценке специалистов компании "РАО ЭС Востока" [57, 60], начиная с 2020 года на территории дальневосточного федерального округа, начнется лавинообразный вывод из эксплуатации устаревших мощностей, объем которых может превысить 2 ГВт установленной мощности. Уже более 80% генерирующего оборудования отработали свои нормированные сроки эксплуатации, и на данный момент требуется обязательная замена не менее 20% турбоагрегатов, с суммарной установленной мощностью 1600 Мвт. Также, срочная замена требуется для котлоагрегатов, и более чем 80% энергосетей.

Дальний Восток остается в зоне тотального тарифного регулирования. Тарифы на электроэнергию ежегодно устанавливаются региональные энергетические комиссии, и, как правило, их значения обычно ниже экономически оправданных величин. При этом на тариф влияют топливные затраты (их доля в себестоимости производства электроэнергии доходит до 70%). В особо отдаленные поселки Якутии, например, дорогостоящее дизельное топливо везут два года (с учетом проведения всех необходимых конкурсных процедур и сложной логистики). Стоит отметить и удаленность центров потребления от источников генерации. Так, например, Владивосток получает электроэнергию от Бурейской ГЭС по ЛЭП 500 кВ, которая тянется от станции на сотни километров. Учитывая слабое инфраструктурное и социальное развитие большинства территорий, затраты на обслуживание сетевых энергетических систем тяжким бременем ложится на себестоимость электроэнергии [58].

Вместе с тем, на Дальнем Востоке сконцентрирован огромный энергетический потенциал. На Дальнем Востоке много проблем и одновременно – это территория, обладающая колоссальным потенциалом для роста. Это источник многих проблем и одновременно территория с колоссальным потенциалом для роста. Огромные расстояния, суровый климат, наводнения, обветшалость общей инфраструктуры, а порой и полное ее отсутствие, малонаселенность. И рядом - самые богатые запасы нефти, газа, золота. Многие эксперты заявляют, что крайне высок потенциал развития возобновляемых источников энергии - ветра, солнца, биоресурсов, даже морских приливов и т. п. [60].

Настоящим полигоном использования энергии вулканов еще в советские годы стала Камчатка, где работает несколько геотермальных станций. Генерация на основе ВИЭ может



стать весомым подспорьем для решения "топливной проблемы" для многих областей и удаленных уголков Дальнего востока, это касается, как и населенных пунктов, так и огромного числа горнодобывающих и перерабатывающих предприятий расположенной на бескрайней территории Дальнего востока [60].

### **ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 1**

1. Стратегия устойчивого развития, предполагающая, в том числе, снижение негативного воздействия на окружающую среду от антропогенной деятельности человека, признана во всем мире как необходимая к реализации для обеспечения сбалансированного развития глобальной экономики в будущем. Основой устойчивости региональных и мировых хозяйств будут являться новые энергетические технологии и источники энергии, в том числе возобновляемые энергоресурсы. Возобновляемые энергоресурсы становятся главной конкурентной в мировой энергетике, составляя конкуренцию традиционной энергетике, и уже оказывают существенное влияние на изменение структуры производства электроэнергии и энергопотребления во всем мире.

2. Все большее значение приобретают технологические инновации, которые повышают эффективность производства оборудования для систем энергообеспечения с использованием ВИЭ - с точки зрения повышения производительности или снижения капитальных затрат. Таким образом, технологическое развитие является важнейшей частью потенциала сокращения затрат, которое способно увеличить использование систем ВИЭ.

3. Снижение стоимости систем энергообеспечения на основе ВИЭ, а также доказанная их надежность вызывают интерес у горнодобывающих компаний для их использования на рудниках и шахтах, в качестве, пока преимущественно резервного энергообеспечения. Мировой опыт применения систем энергообеспечения на основе ВИЭ на горных предприятиях, доказывает их технологическую и экономическую целесообразность применения.

4. Одним из главных регионов для внедрения систем энергообеспечения на основе ВЭИ является территория Дальневосточного Федерального округа. На территории Дальнего Востока зафиксировано 984 компании, минерально-сырьевого комплекса. Огромная часть месторождений находятся на весьма удаленном расстоянии от энергосетей и объектов энергогенерации, в связи с чем, многие компании, для обеспечения своих предприятий энергией, используют собственные автономные дизельные электроустановки различных мощностей. Результаты проведенного исследования показывают, что потенциал ВИЭ по замещению дизельной генерации промышленных потребителей расположенных на удаленных участках и вне систем энергообеспечения Дальнего Востока, чрезвычайно высок.

5. Для России развитие возобновляемой энергетики связано с созданием инновационных технологий, ростом локального производства высокотехнологичного генерирующего и вспомогательного оборудования; выполнением международных обязательств по сокращению выбросов парниковых газов; модернизацией оборудования и энергогенерирующих установок топливно-энергетического комплекса; социально-экономическим развитием удаленных и изолированных регионов страны.

6. Исследованные глобальные тренды мировых энергетических рынков указывают на ярко выраженные предпосылки технологического, экономического и социального характера, способствующие развитию возобновляемой энергетике, как в мире, так и в России.

7. Целесообразность использования возобновляемых энергетических ресурсов в горнопромышленном комплексе доказывается систематизацией объективных и субъективных факторов развития современного энергетического сектора, в числе которых: возможности инновационных технологий; глобальные тенденции формирования «зеленой» энергетики и борьба с выбросами парниковых газов; снижение себестоимости производства и эксплуатации возобновляемых энергетических ресурсов; масштабное освоение удаленных месторождений полезных ископаемых и необходимость их автономного энергообеспечения.

## **ГЛАВА 2 КОНЦЕПЦИЯ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ МЕХАНИЗМА УГЛЕРОДНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ**

### **2.1 Государственные регуляторы энергоэффективного развития и чистой энергетики**

Энергоэффективность — это рациональное (или эффективное) использование энергетических ресурсов. Применение наименьшего числа энергии для обеспечения необходимого уровня энергопотребления при организации производственного процесса. Достижение эффективного использования топливно-энергетических ресурсов, с точки зрения экономической оправданности при имеющемся уровне технологического развития.

Следует разделять понятие энергоэффективности от энергосбережения (сбережение, сохранение энергии), главным образом направленного на уменьшение энергопотребления, в то время как энергоэффективность, т.е. полезность энергопотребления - это грамотное, рациональное расходование энергии.

Повышение энергоэффективности - это комплекс организационных, экономических и технологических мер, направленных на повышение значения рационального использования энергетических ресурсов в производственной, бытовой и научно-технической сферах.

Энергоэффективное развитие связано, в том числе и с развитием энергосистем на базе возобновляемых энергоресурсов. Изменение в структуре топливно-энергетического баланса страны за счет увеличения доли использования возобновляемых ресурсов оказывает значительное влияние на повышение энергоэффективности, а также сокращение эмиссии вредных веществ в атмосферу.

Вектор энергоэффективного развития страны определяется обязательным участием в международных конвенциях по снижению выбросов углекислого газа, при этом необходимо активно использовать различные углеродные инициативы, включая мероприятия по формированию национального углеродного рынка и созданию системы налогового регулирования выбросов CO<sub>2</sub>.

Углеродный рынок должен быть связан и легко интегрироваться в ресурсную, промышленную и инновационную политику, отвечать стратегическим интересам обеспечения энергетической и экономической безопасности страны.

Развитие возобновляемой энергетики повсеместно имеет государственную поддержку. В первом приближении поддержка ВИЭ именно со стороны государства – результат выбора среди нескольких теоретических моделей поддержки. Если же провести более пристальный анализ, мы увидим, что участие государства является определяющим заинтересованным лицом с точки

зрения полноты реализации принятого решения и формирования общего видения системы поддержки использования ВИЭ: как на уровне экономической модели, так и на уровне последующего закрепления в нормативно-правовых актах. Разные страны выбирают разные модели стимулирования и пути регулирования, но даже если два решения выглядят сходными, они оказываются в разной степени успешны в достижении целевых показателей. Сейчас вопрос выбора наиболее результативного механизма поддержки ВИЭ стал актуальным и для России: с 2013-го г. после долгого периода неопределенности наша страна сделала первые практические шаги в развитии возобновляемой энергетики.

Принципиальное решение о поддержке ВИЭ закреплено в «Энергетической стратегии России на период до 2035 года». Государственная политика России в сфере использования возобновляемых источников энергии должна предусматривать ряд мер для обеспечения роста доли потребления электроэнергии от ВИЭ.

Согласно «Энергетической стратегии-2035» основные успехи в развитии возобновляемой энергетики (без учета гидроэнергетики) в России достигнуты в создании новых технологий по преобразованию солнечного излучения в электрическую энергию. Промышленностью выпускаются фотоэлектрические элементы на основе кремния, модули и батареи с высоким КПД преобразования, высокоэффективные (КПД более 20 %) гетероструктурные солнечные элементы и энергоустановки с концентраторами солнечного излучения, микро- и малые гидростанции с оборудованием единичной мощностью от 5 кВт до 1 МВт, биогазовые установки для индивидуальных и фермерских хозяйств, обеспечивающих местные потребности в тепловой и электрической энергии, ветроэлектрические станции мощностью от сотен ватт до десятков кВт. Однако значительное отставание имеется в производстве ветроэнергетических установок большой и средней мощности [66].

Одним из главных недостатков возобновляемой энергетики при ее интеграции в общую энергосистему, является их относительно низкая конкурентоспособность относительно централизованной системы энергообеспечения [67].

В стратегии отмечается, что применение возобновляемых энергетических ресурсов наиболее перспективно на удаленных и обособленных территориях, где отсутствует централизованная система энергообеспечения, а также в качестве резервирования систем электроснабжения особо ответственных потребителей.

Таким образом, исходя из вышеизложенного основными задачами развития возобновляемой энергетики являются:

1. Внедрение в эксплуатацию новых генерирующих мощностей, работающих на базе возобновляемых энергоресурсов, при условии их экономической целесообразности.

2. Усовершенствование отечественной научно-технической базы в развитии и разработке прогрессивных технологий в сфере применения ВИЭ, увеличение количества предприятий на территории РФ, занимающихся генерирующим и дополнительным оборудованием для возобновляемой энергетики.

Так же в стратегии было отмечено, что для того, чтобы решить все поставленные задачи по развитию возобновляемой энергетики необходимо улучшить механизм стимулирования производства электроэнергии за счет генерирующих объектов на основе ВИЭ, стимулировать внедрение систем энергоснабжения от возобновляемых энергоресурсов в субъектах РФ, а также создать инфраструктурные условия для привлечения инвестиций в этот сектор [68,69].

По итогам анализа результатов реализации действующих договоров поставки мощности (ДПМ) ВИЭ будет принято решение о необходимости применения дальнейших механизмов поддержки возобновляемой энергетики.

Для решения поставленных задач по развитию ВИЭ, также будет способствовать выполнение ряда мероприятий, в их состав входит:

1. Создание системы контроля и ведение статистической отчетности о выполнении целевых показателей по вводу мощностей энергосистем ВИЭ.
2. Установка отрегулированного порядка присоединения энергосистем ВИЭ к централизованным сетям.
3. Стандартизация оборудования для возобновляемой энергетики, и соблюдение контроля качества его производства.
4. Трансфер технологий и локализация предприятий по производству оборудования и комплектующих для возобновляемой энергетики.

Таким образом, к 2035 году вероятен рост производства электроэнергии электростанциями на базе ВИЭ более чем в 20 раз (до 29 – 46 млрд. кВт-ч с 2.3 млрд. кВт-ч в 2015 году).

Перечисленное выше нашло отражение в «Энергетической стратегии на период до 2035» касательно развития возобновляемых источников энергии в РФ. Далее необходимо рассмотреть, какие же правовые документы в качестве поддержки ВИЭ существуют на данный момент в РФ.

**Современная законодательная база Российской Федерации в области возобновляемой энергетики включает в себя следующие основополагающие документы:**

1. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике». Полномочия/обязанности органов власти в области регулирования и поддержки использования ВИЭ [71].

2. Распоряжение Правительства РФ от 22.02.2008 № 215-р. Прогноз возможностей развития электростанций на базе ВИЭ [72].

3. Постановление Правительства РФ от 03.06.2008 № 426. Критерии и порядок квалификации электрических станций и отдельных энергоустановок [73].

4. Распоряжение Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р, от 28.07.2015 № 1472-р. Цели и принципы использования ВИЭ, целевые показатели объема производства и потребления [74].

5. Распоряжение Правительства РФ от 04.10.2012 № 1839-р. Меры стимулирования производства электрической энергии генерирующими объектами [75].

6. Постановление Правительства РФ от 28.05.2013 № 449. Стимулирование использования ВИЭ на оптовом рынке электрической энергии и мощности [76].

7. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 23.01.2015 № 47-р. Стимулирование использования ВИЭ на розничном рынке [77].

Рассмотрим более подробно историю развития государственной поддержки использования ВИЭ в России.

Для развития такой наукоемкой и инновационной отрасли как возобновляемая энергетика, необходима четкая нормативно-правовая база, которая сможет обеспечить стабильной рост данной отрасли. Именно благодаря государственной поддержки и четко структурированного законодательства в области ВИЭ, позволило во многих развитых странах достичь быстрого и стабильно формирования рынка возобновляемых энергетических ресурсов. В России работа над первым законом о возобновляемых источниках энергии была начата еще в 1997 году, проект был принят в Государственной думе, но был отклонен президентом.

Несмотря на отсутствие законодательного решения по системе поддержке возобновляемой энергетике, работа по расширению сферы использования ВИЭ велась в стране в конце 90-х, начале 2000-х, главным образом, в недрах РАО «ЕЭС России». В компании велись работы над проектами в области ветроэнергетики и малой гидроэнергетики, в дальнейшем по инициативе РАО «ЕЭС России», работа над законопроектом о поддержке ВИЭ возобновились.

Рамках координационного совета РАО «ЕЭС России» по ветроэнергетике, в 2004 году был подготовлен первый вариант нового федерального закона и возобновляемых источниках энергии, в результате чего к концу 2007 года были внесены ряд поправок в ФЗ № 35-ФЗ от 26 марта 2003 года «Об электроэнергетике», которые впервые в истории России закрепили основные положения системы поддержки ВИЭ [77].

Разработчиками был сформулирован перечень базовых принципов формирования системы поддержки развития ВИЭ.

В 2008 году Президент России подписал указ (от 4 июня 2008 г.) №889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» это положение указа перевело норму закона о бюджетной поддержке возобновляемой энергетики в сектор его поручений правительству [72].

В 2009 году развитие системы поддержки возобновляемое энергетики носит характеризуется развитием через рынок мощности. В подходе произведена аналогия с договором предоставления мощности (ДПМ), который подразумевает подписание агентских договоров между поставщиками и покупателями и поставщик принимает на себя обязательства по строительству и вводу объекта в эксплуатацию, и при этом ему гарантируется покрытие своих затрат за счет повышенной стоимости мощности.

В то же время последние изменения федерального закона оставляют возможность совершенствования механизма поддержки ВИЭ как через надбавку к равновесной цене оптового рынка, так и через рынок мощности.

Все это имеет отношение к генерирующим объектам, которые хотят стать участниками оптового рынка электроэнергии и мощности, причём именно в ценовой зоне (рисунок 2.1).



Рисунок 2.1 – Ценовые и неценовые зоны рынка электроэнергии и мощности в РФ

Источник: [83]

Не везде на территории Российской Федерации цена электроэнергии формируется на конкурентной основе механизмами оптового рынка. На части территории Сибири и практически всей территории Дальнего Востока оптового рынка электроэнергии нет вообще, там существуют лишь разрозненные изолированные энергосистемы.

Так же стоит отметить, что на большей части территории России существуют ценовые и неценовые зоны оптового рынка. При этом, в ценовых зонах оптового рынка поставка электроэнергии промышленным предприятиям ведется по нерегулируемым ценам. Что же касается неценовых зон, то по ряду разных причин ценообразование на сегодняшний день считается невозможным, в следствии чего приобретения электроэнергии на оптовом рынке по регулируемым государственным ценам.

Перечень территорий относящихся к неценовым зонам оптового рынка:

1. Первая неценовая зона:

- Калининградская область
- Республики Коми
- Архангельская область

2. Вторая неценовая зона:

- Территория Дальнего Востока, в которую объединены территории Южно-Якутского района Республики Саха (Якутия), Приморского края, Хабаровского края, Амурской области, Еврейской автономной области

Перечень территорий ценовых зон оптового рынка, для которых устанавливаются особенности функционирования оптового и розничного рынков (цены регулируются) следующие: Республика Ингушетия, Республика Дагестан, Кабардино-Балкарская Республика, Карачево-Черкесская Республика, Республика Северная Осетия-Алания, Республика Тыва, Чеченская Республика.

Соответственно, необходимо дополнительно продумывать и реализовывать систему поддержки для неценовых зон оптового рынка и для розничного рынка электроэнергии и мощности.

Россия на протяжении долгих лет искала собственный путь поддержки ВИЭ, необходимость которого обусловлена специфическими особенностями внутреннего энергорынка.

В 2011 г. в закон «Об электроэнергетике» были внесены изменения, дополнившие возможность поддержки через рынок мощности. В отличие от большинства стран в мире, закреплявших все основные элементы системы поддержки в специальном законе, российские законодатели урегулировали законом только основной принцип поддержки. Тем самым, фактическое создание системы стимулирования развития ВИЭ должно было происходить путем принятия подзаконных актов, требующих долгого согласования в отдельных министерствах.

На то, чтобы система стимулирования развития ВИЭ приобрела, конкретные черты потребовалось еще два года. **В мае 2013 года было принято Постановление Правительства**



**РФ от 28.05.2013 № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии» на оптовом рынке электрической энергии и мощности»**[75], закрепившее основные черты системы поддержки использования ВИЭ (э), в первую очередь, через правила установления цены на мощность генерирующих объектов, работающих на основе ВИЭ.

Детальное регулирование происходит через положения договора о присоединении к торговой системе оптового рынка, содержащего регламенты, распространяющие свое действие на оптовые рынки электроэнергии и мощности, а в отдельных случаях и на розничный рынок электроэнергии, регулируемые постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности» [75].

Создатели данного постановления попытались обеспечить максимальное внедрение механизма поддержки ВИЭ в установленную в стране специфическую иерархию рынка электроэнергетики. Поддержка ВИЭ ( прописанная для трех видов: ветровой, солнечной энергетики и малой гидроэнергетики) осуществляется через договор о предоставлении мощности (ДПМ) ВИЭ – договоры о предоставлении мощности, трансформированные с учетом особенностей ВИЭ. Изменения, внесённые в стандартный ДПМ, обеспечивают работу объектов на ВИЭ по правилам, аналогичным тем, которые применяются к объектам электрогенерации, работающим в вынужденном режиме [78,79].

Попытки реализации этого механизма уже сейчас выявляют массу проблем. Сетевые операторы на местах не всегда правильно понимают специфику работы нового законодательства, что приводит к необоснованному требованию к собственникам генерирующих объектов предоставить гарантию поставки необходимой мощности.

Риском внедрения системы поддержки через рынок мощности эксперты называли то, что возобновляемые энергоресурсы обладают плохим прогнозом поставки мощности и зачастую с трудом поддаются диспетчеризации, что приводит к созданию для них особых правил на рынке – в итоге требования к ним были смягчены по сравнению с другими генерирующими объектами. Теоретически система стимулирования использования ВИЭ (э) в России сходна с моделью тендеров. Но обычно в ходе конкурса отбираются заявки на реализацию конкретного инвестиционного проекта в определенном государством месте, для использования определенного ВИЭ, с определенной мощностью и так далее. В ходе тендера таким образом формируется только конечная стоимость проекта, которая затем возмещается, например, путем введения фиксированного тарифа.

Использование фиксированного тарифа как основного инструмента предполагает, что инвесторы сами выберут наиболее привлекательные места строительства установок ВИЭ, их мощность, вид ВИЭ и т.д. В российском же варианте государство задает требования к заявкам:

- по локализации оборудования;
- по общему объему мощности от ВИЭ (без привязки к региону и месту);
- по использованию только солнечной, ветровой или гидро генерации;
- предельные значения капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности.

Таким образом, и место строительства конкретного генерирующего объекта, и его мощность, и окончательная стоимость проекта задается участниками рынка. Отбор заявок производится коммерческим оператором рынка [83].

Согласно существующему законодательству, поддержку возобновляемой энергетики ВИЭ в России будут осуществлять в рамках установленных целевых параметров (ежегодных квот), выделенных для каждого отдельного вида ВИЭ на период до 2020 года (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Целевые параметры ввода новых мощностей на основе ВИЭ в РФ, МВт

Объекты	Год ввода объектов в эксплуатацию							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Всего
Генерирующие объекты, функционирующие на основе энергии ветра	100	250	250	500	750	750	1000	3 600
Генерирующие объекты, функционирующие на основе фотоэлектрического преобразования энергии солнца	120	140	200	250	270	270	270	1520
Генерирующие объекты установленной мощностью менее 25 МВт, функционирующие на основе энергии вод	18	26	124	124	141	159	159	751
Всего	238	416	574	874	1161	1179	1429	5871

Законодательством предусмотрены жёсткие требования локализации (таблица 2.2). Все объекты в каждом секторе возобновляемой энергетики, получившие государственную поддержку, должны не менее чем на 50 % базироваться на российском оборудовании.

Таблица 2.2 – Целевые параметры локализации генерирующих объектов на основе ВИЭ

Объекты	Год ввода в эксплуатацию	Целевой показатель степени локализации, %
Генерирующие объекты, функционирующие на основе энергии ветра	2014	35
	2015	55
	С 2016 по 2020	65

Продолжение таблицы 2.2

Объекты	Год ввода в эксплуатацию	Целевой показатель степени локализации, %
Генерирующие объекты, функционирующие на основе преобразования энергии солнца	С 2014 по 2015	50
	С 2016 по 2017	70
Генерирующие объекты установленной мощностью менее 25 МВт, функционирующие на основе энергии вод	С 2014 по 2015	20
	С 2016 по 2017	45
	С 2018 по 2020	65

Система поддержки использования ВИЭ на розничных рынках электроэнергии сформировалась еще позже: **23 января 2015 г. было принято Постановление Правительства №47 «О стимулировании использования возобновляемых источников энергии на розничных рынках электроэнергии»** [78], ряд изменений, необходимых для начала применения повышенных тарифов для поддержки использования возобновляемой энергетики на розничных рынках. Постановление от 23 января 2015 года №47 позволит усовершенствовать механизм поддержки генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии на розничных рынках, а также стимулировать производство электрической энергии такими генерирующими объектами [78-80].

В результате данного постановления были внесены изменения в ряд нормативно-правовых актов, которые направлены на регулирование вопросов поддержки возобновляемой энергетики на розничных рынках.

В постановлении №47 от 23 января 2015 года выстроен порядок долгосрочного ценового регулирования, а также максимальные и минимальные параметры тарифного регулирования генерирующих объектов ВИЭ [83].

Сетевые компании в целях восстановления убытков, должны будут производить закупку электроэнергии у объектов генерации на основе ВИЭ, по установленным законодательством тарифам в рамках конкретных субъектов федерации, так описывается механизм поддержки ВИЭ в Федеральном законе «Об электроэнергетике»

Система стимулирования возобновляемой энергетики на розничных рынках предусматривает включение генерирующего объекта ВИЭ в схему перспективного развития электроэнергетики субъекта Федерации на этапе квалификации такого объекта.

Кроме того, механизм поддержки ВИЭ включает ряд ограничений:

- срок окупаемости периодом 15 лет;

– нормативные показатели коэффициента использования установленной мощности, не зависящие от величины установленной мощности;

– экстремальный объём ежегодной компенсации количества потерь электрической энергии сетевыми организациями благодаря обязательному приобретению электрической энергии, которую производят объекты ВИЭ, в объёме 5% от объёма предполагаемых в предстоящем году потерь.

В случае установки тарифов на электроэнергию, вырабатываемую от объектов возобновляемой энергетики, органы тарифного регулирования должны принимать во внимание следующие пункты:

– базовый размер инвестированного капитала, который включает в себя расходы на проектно-изыскательские работы и технологическое подключение к электрическим сетям;

– размер приведённого инвестированного капитала;

– базовый уровень доходности долгосрочных государственных обязательств;

– базовый уровень нормы доходности капитала, вкладываемого в квалифицированный генерирующий объект, работающий на базе использования ВИЭ (14% – для квалифицированных генерирующих объектов, введённых в эксплуатацию в период до 1 января 2017 года, 12% – для квалифицированных генерирующих объектов, введённых в эксплуатацию после 1 января 2017 года);

– порядок определения нормы доходности инвестированного капитала;

– срок возврата инвестированного капитала;

– величина расходов на уплату налога на имущество организаций, рассчитанная по ставке, действующей в соответствующем субъекте Федерации [90].

В 2015 г. произошли правки поставленных целей. Целевые показатели центральных направлений государственной политики в сфере повышения эффективности электроэнергетики базирующиеся на использовании систем генерации с помощью возобновляемых источников энергии, были изменены: **перспективный показатель доли в 4,5% в энергобалансе был отодвинут на 2024 г.**, также введены целевые показатели величин объемов ввода установленной мощности генерирующих объектов по видам возобновляемых источников энергии. Это было сделано для проведения конкурсных отборов инвестиционных проектов строительства генерирующих объектов, работающих с использованием возобновляемых источников энергии на 2014 - 2024 г. К 2024 г. установленная мощность ВИЭ (э) должна достичь 5,8 ГВт. Но если посмотреть на это в сравнении, то электрическая мощность одного энергоблока Ленинградской атомной станции – 1 ГВт, а 4 блока обеспечивают 50% энергопотребления Санкт-Петербурга и Ленинградской области. То есть планируемая

мощность ВИЭ(э) в целом по России будет равноценна всего 6 энергоблокам атомной станции. Но, тем не менее, сильная сторона возобновляемой энергетики – возможность реализации небольших проектов в изолированных от энергоснабжения регионах. Так в 2013-м г. в Крыму была введена в эксплуатацию крупная солнечная электростанция «Перово». Её установленная мощность равна 105,5 МВт, что эквивалентно пиковым нагрузкам Симферополя.

Тем не менее, развитие возобновляемой энергетики в России сдвинулось с мертвой точки. Кроме поддержки через рынок мощности в России развивается и система поддержки объектов ВИЭ установленной мощностью меньше 5 МВт, работающих на розничном рынке. Такие генерирующие объекты обычно играют важную роль при развитии систем энергоснабжения на муниципальном и региональном уровне. Наконец, предусмотрены и требования по локализации производства отдельных элементов оборудования генерирующих объектов, что должно стимулировать отечественного производителя. Тем не менее, пока не ясно, будет ли рост использования ВИЭ в секторе небольших установок (то есть за пределами поддержки через оптовый рынок) существенным и какова будет установленная мощность таких генерирующих объектов в 2024 году.

Контур системы поддержки сформированы почти полностью, проведены два конкурсных отбора, реализуются первые региональные проекты. Однако, темпы реализации поставленных целей к 2024 году, весьма неубедительны. Причиной отставания России в области развития возобновляемой энергетики является многолетнее промедление в создании работающих систем стимулирования использования ВИЭ, в то время как на мировой практике такое стимулирование стало одним из определяющих факторов инновационного развития. Отсутствие явной заинтересованности Правительства в создании отдельной отрасли энергетики снизило веру инвесторов в серьезность официальных намерений развивать технологии использования ВИЭ в России. Поставленные сейчас цели также уступают масштабностью планам развития в других странах. При скептическом взгляде столь ограниченные перспективы могут создать впечатление чисто формального подхода, направленного на создание картины отчетности о наличии сферы «зелёной энергетики» в России [91-93].

Любые политические и экономические решения через определенное время должны проходить стадию оценки эффективности, успешности реализации, перспектив достижения целевых показателей. В этот момент снова становится актуальной комплексная оценка и последующая корректировка принятых решений. Страны, внедрившие у себя системы поддержки ВИЭ, периодически решают вопрос изменения политики поддержки ВИЭ, меняют эти системы или значительно их корректируют.

Из-за экстремального разнообразия климатических условий Российской Федерации, огромной территории и большой географической удалённости ряда промышленных предприятий и населённых пунктов от крупных производителей электроэнергии, задача распределённой генерации с использованием местных возобновляемых источников приобретает стратегическую важность. Эта задача не может быть решена без единой последовательной и в то же время гибкой политики, проводимой государством на всех уровнях в тесном сотрудничестве с экспертным сообществом и опорой на лучший зарубежный опыт [94-96].

Для интенсификации развития возобновляемой энергетики могут быть использованы и механизмы по формированию углеродного рынка и в частности введение налогов на выбросы углекислого газа (CO<sub>2</sub>).

## **2.2 Мировой опыт поддержки возобновляемой энергетики**

В Директиве ЕС № 2009/28/EG от 23.04.2009 «О поддержке использования энергии из возобновляемых источников» (далее – Директива ЕС «О поддержке ВИЭ»/Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments) прямо сказано, что государственная поддержка ВИЭ необходима до тех пор, пока формируемая на рынке цена электроэнергии, полученной из традиционных источников, не отражает в полной мере сопутствующие социальные издержки и ущерб окружающей среде. Идеологически такой подход базируется на положениях экономической теории, в которой смягчающими факторами государственного вмешательства для поддержки развития возобновляемой энергетики являются «провалы рынка» (market failures). Этот термин отражает неспособность рыночных механизмов учитывать отрицательные внешние эффекты (экстерналии), что не позволяет возобновляемой энергетике самостоятельно достигнуть необходимого уровня конкурентоспособности. Вторым основанием государственной поддержки является создание стимулов для инновационного развития. Продуктом деятельности государства являются дорогостоящие на текущий момент технологии, которые в перспективе обеспечат для общества компенсирующее затраты на поддержку этого вида энергетики. Иными словами, изначальное обоснование поддержки ВИЭ базировалось на признании того факта, что значительная часть положительного эффекта развития ВИЭ проявляется не в энергетике, а других сферах экономики.

Трудности регулирования рынка возобновляемой энергетики со стороны государства, состоит в необходимости моделирования рыночных механизмов через правовые нормы. Эти нормы должны обеспечивать результат, минимально отличающийся от того, который мог быть

достигнут рынком без вмешательства государства. Кроме того, государству необходимо находить оптимальные варианты привлечения частных инвестиций.

В Директиве ЕС «О поддержке ВИЭ» дано следующее определение мерам поддержки ВИЭ: «инструмент регулирования и (или) механизм, применяемые государством-членом ЕС или группой государств-членов ЕС и поддерживающие использование ВИЭ таким образом, чтобы снизить издержки ВИЭ, повысить цену продажи или объема сбыта через обязанности по использованию ВИЭ или иным путем». Такое определение имеет широкий характер, но на самом деле охватывает короткий список теоретических моделей [97-100].

### **Экономические меры поддержки использования ВИЭ**

Наиболее распространенной является классификация экономических инструментов поддержки ВИЭ, основанная на объекте влияния: в первую группу включаются инструменты, оказывающие влияние на цену э/э, во вторую – инструменты, влияющие на объемы электроэнергии. В том или ином виде эта классификация присутствует в большинстве научных работ, в обзорах опыта поддержки развития ВИЭ, а также в нормативно-правовых актах, как на европейском так и национальном уровнях. Кроме того, такая классификация позволяет сравнивать между собой наиболее часто реализуемые на практике инструменты.

Цель поддержки ВИЭ – создание условий на рынке, при которых компенсируется низкая конкурентоспособность ВИЭ на современном этапе, а инвестирование в создание генерирующих мощностей в этом секторе энергетики становится экономически выгодным. Однако в настоящее время цель поддержки ВИЭ увязывается также с достижением определенного, как правило, минимального объема производства электроэнергии от ВИЭ. Поэтому целесообразно использовать следующее определение экономических инструментов поддержки ВИЭ: **мероприятия, осуществляемые государством и направленные на создание таких условий в экономике страны, при которых в результате деятельности субъектов рынка достигается внедрение ВИЭ в экономику на уровне, обеспечивающем производство электроэнергии с помощью ВИЭ в минимально заданном объеме в определенный промежуток времени** [97].

В Европе существует 4 теоретических модели стимулирования развития ВИЭ.

#### ***1. Модель минимальных, гарантированных ставок оплаты (Feed-in-Tariff, FIT)***

Данная модель заключается в закреплении на законодательном уровне гарантированной, фиксированной оплаты ( $ГЦ_{виэ}$ ) производства электроэнергии с помощью ВИЭ, которая превышает рыночную цену ( $Ц_{рын}$ ). При этом закрепляемая в законе оплата равна совокупным предельным издержкам ( $ГЦ_{виэ} = MC(q)$ , где  $q$  – общий объем э/э от ВИЭ). При внедрении этой модели должен быть обеспечен прием в сеть всего объема предложения производства

электроэнергии с помощью ВИЭ, а также должно быть установлено, кто будет нести затраты на поддержку ВИЭ ( $Z_{виэ} = ГЦ_{виэ} - Ц_{рын}$ ) (например, налогоплательщики или потребители электроэнергии) [96,97].

**2. Модель надбавок к рыночной цене (Feed-in-Premium)** Эта модель предусматривает внедрение вместо фиксированной оплаты надбавки ( $H_{виэ}$ ) к рыночной цене. Общая оплата электроэнергии, производимой с помощью ВИЭ составляет  $Ц_{рын} + H_{виэ}$ . Общая сумма в этом случае также возникает из предложения электроэнергии, производимой с помощью ВИЭ и соответствует функции предельных издержек, при условии  $(Ц_{рын} + H_{виэ})q = MC(q)$ . Для продажи электроэнергии, производимой с помощью ВИЭ, существует две возможности: напрямую на рынке и через обязательные квоты. В данном случае затраты на поддержку ВИЭ ( $Z_{виэ}$ ) будут равны установленным надбавкам ( $H_{виэ}$ ) [97].

**3. Модель квот с «зелеными сертификатами»** В отличие от ценовых моделей, при использовании модели с торгующимися на рынке «зелеными сертификатами» задается только электроэнергия, производимая с помощью ВИЭ ( $q^*$ ). При этом существует одновременно два рынка:

*1. Общий рынок электроэнергии* Электроэнергия, производимая с помощью ВИЭ продается на общем рынке (образуя  $Ц_{рын} * q$ ).

*II. Рынок «зеленых сертификатов».* На нем между собой конкурируют производители возобновляемой энергии. На этом рынке выручка извлекается из продажи «зеленых сертификатов» (возникает  $Ц_{серт} * q^*$ ).

**4. Модель тендеров.** При применении данного метода, влияние на рынок происходит благодаря тендерам, где определяются и задаются определённые параметры объема производства и мощность. Так же здесь можно предусмотреть разные условия участия в конкурсе и пути последующего финансирования проектов (или условий покупки определенного объема электроэнергии). Конкуренция среди участников конкурса может привести к тому, что оплата (стоимость контракта) ( $Ц_{тендер}$ ) будет равна предельным издержкам при заданном объеме ( $q$ ) [97].

Первые две модели относятся к ценовым инструментам, третья и четвертая представляют модели квот. Описанные выше модели поддержки возобновляемой энергетики представляют собой основные способы поддержки ВИЭ. Выделение субсидий, налоговые льготы и льготные ставки по кредитам, относятся к дополнительным экономическим инструментам поддержки возобновляемых источников энергии.



## **Предложения по мерам государственной поддержки ВИЭ в России**

Проанализировав развитие российской законодательной базы в области поддержки возобновляемой энергетики и опыт мировых стран, автором был сформулирован и предложен ряд мер, которые могли бы ускорить процесс формирования и развития, как инфраструктуры производства, так и рынок генерации ВЭ.

К предлагаемым мерам государственной поддержки следует отнести:

### **1) Возможные формы льготного финансирования на приобретения оборудования ВИЭ**

- Государственное субсидирование ставок по кредитам, предоставляемым через коммерческие банки.
- Предоставление финансирования по ставкам ниже рыночных Банком Развития (ВЭБ).
- Предоставление финансирования через специальный фонд («Фонд развития возобновляемой энергетики»).
- Сниженный или нулевой НДС для оборудования ВИЭ.

### **2) Развитие энергетической стратегии**

- Установка целевого индикатора снижения потребления дизельного топлива, используемого для производства электроэнергии.
- Установка квот, определяющих минимальную долю ВИЭ в производстве электричества в наиболее перспективных регионах.
- Отмена налога на имущество для оборудования и систем на основе ВИЭ.

Сниженный или нулевой НДС на оборудование для возобновляемой энергетики. Такой механизм используется во многих странах, таких как: Италия, Франция, Великобритания и Чехия. Например, в Чехии малые гидроэлектростанции (до 0,1 МВт), ветровые (до 0,75 МВт), а также все солнечные установки пользуются преимуществом 5% ставки НДС (вместо стандартной 20% ставки).

Налоговые льготы при инвестировании в ВИЭ помогут снизить расходы инвесторов. Льготный налог на инвестиционный капитал позволит инвесторам уменьшить налоговое бремя пропорционально той части средств, которая была вложена в возобновляемые источники энергии. Так, например в Ирландии, налогом не облагается 50% всех капитальных затрат (кроме стоимости земли).

Предельная ставка по налогу на имущество организаций в РФ составляет 2,2% от среднегодовой стоимости имущества организации. На данный момент в соответствии с п. 21 ст. 381 Налогового кодекса РФ, организации, имеющие объекты с высокой энергетической эффективностью, могут быть освобождены от обложения налогом на имущество в течение трех лет со дня постановки на учет. Автором предлагается полная отмена от налога на имущество для

оборудования и систем на основе ВИЭ, так как их можно отнести не только к объектам с высоким уровнем энергетической эффективности, но и как ресурсосберегающим и экзотически чистым объектам генерации [100].

Относительная высокая стоимость энергосистем на основе ВИЭ и зачастую недостаток собственных финансовых ресурсов, является серьезным и возможно основополагающим препятствием к освоению ресурсов ВЭ. Снижение ставок по кредитам для приобретения оборудования на основе ВИЭ, заметно и эффективно сможет повысить спрос на системы возобновляемой энергетики [101].

Для интенсификации развития возобновляемой энергетики могут быть использованы и механизмы по формированию углеродного рынка и в частности введение налогов на выбросы углекислого газа (CO<sub>2</sub>).

### 2.3 Методы формирования углеродных налогов за рубежом

#### Налог на выбросы углерода

Два инструмента устанавливают цену непосредственно на выбросы парниковых газов (ПГ): **налог на выбросы углерода** является инструментом, основанным на ценах, а **система торговли выбросами (ETS)**-инструментом, основанным на количественных показателях.

**Налог на выбросы углерода** представляет собой денежный сбор, добавляемый к цене продажи товара в зависимости от количества ПГ, выбрасываемых во время его производства и / или использования. Налог на выбросы углерода может применяться на различных этапах цепочки поставок и может быть ориентирован на производителей или компании и конечных пользователей.

**Система торговли выбросами (ETS)** представляет собой механизм, который устанавливает обязательства по сокращению выбросов для участников рынка и распределяет квоты выбросов, соответствующие этому потолку. Участники могут покупать свои квоты для компенсации чрезмерных выбросов или продавать свои квоты для содействия дополнительным усилиям по сокращению выбросов.

На рисунке 2.2 представлена карта, где выделены страны и регионы, которые с целью сокращения выбросов парниковых газов приняли меры государственного регулирования выбросов в виде налога на CO<sub>2</sub> или создание собственных инициатив и систем торговли выбросами.

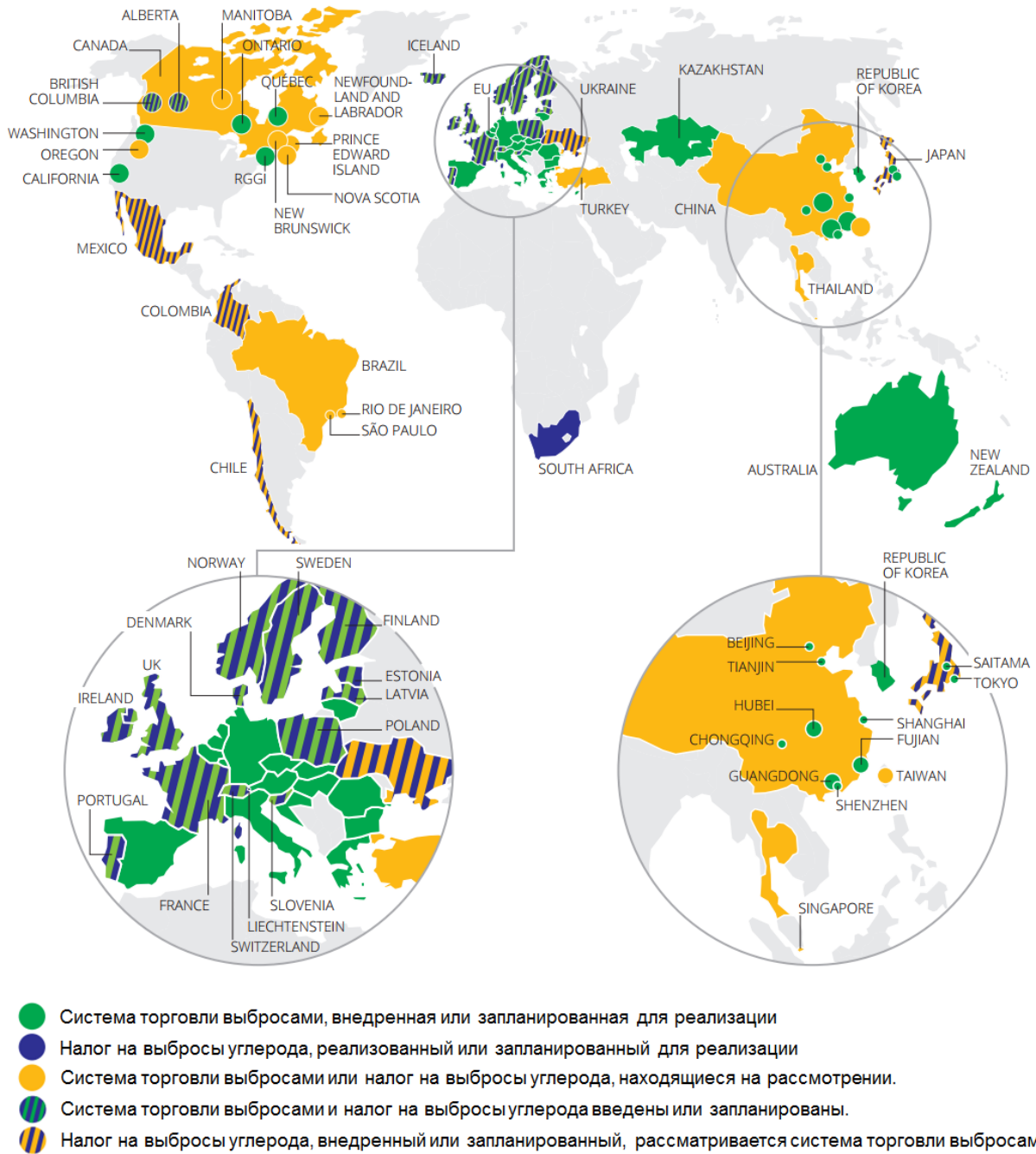


Рисунок 2.2 – Страны и регионы, применяющие углеродное регулирование

Источник: The World Bank Group [105]

По состоянию на 2017 год было реализовано или планируется реализация 46 инициатив в области ценообразования на выбросы углерода. Это состоит из 23 систем торговли выбросами (ETS), в основном в субнациональных юрисдикциях, и 23 налога на выбросы углерода, которые в основном реализуются на национальном уровне. Вместе эти инициативы в области ценообразования на выбросы покрывают 8 ГтСО<sub>2</sub> эквивалента (далее СО<sub>2</sub>э) или 15 процентов выбросов парниковых газов (ПГ). На ETS приходится примерно две трети покрытых выбросов парниковых газов.

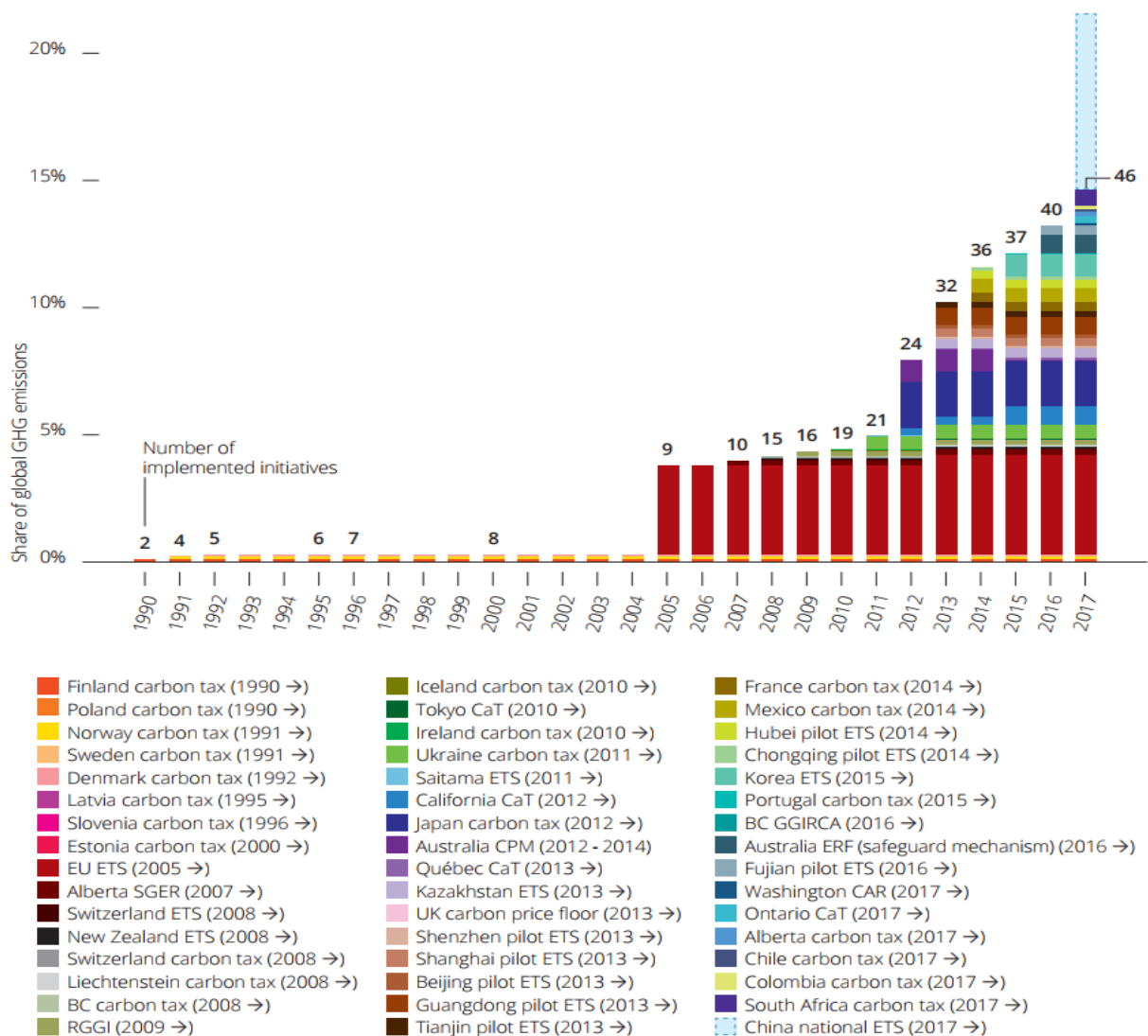


Рисунок 2.3 – Страны и регионы, применяющие углеродное регулирование

Источник: The World Bank Group [105]

На рисунке 2.3 отображена структура и динамика стран и регионов, применяющих углеродное регулирование, а также отмечена процентная доля покрытия выбросов.

Налоги на выбросы углекислого газа, принадлежат к так называемым налогам Пигу – это такие налоги, чей целью является корректировка отрицательного воздействия внешних эффектов (экстерналий), которые должны стимулировать рост частных затрат до уровня общественных [106,108].

Американский исследователь Дэвид Гордоном Уилсон в 1973 году впервые предложил установление налога на углекислый газ. На данный момент, согласно данным World Bank Group, налог на выбросы углерода применяется в 23 странах.

На рисунке 2.4 отображены страны и регионы, применяющие налог на выбросы CO<sub>2</sub>, их процентная доля покрытия общемировых выбросов.

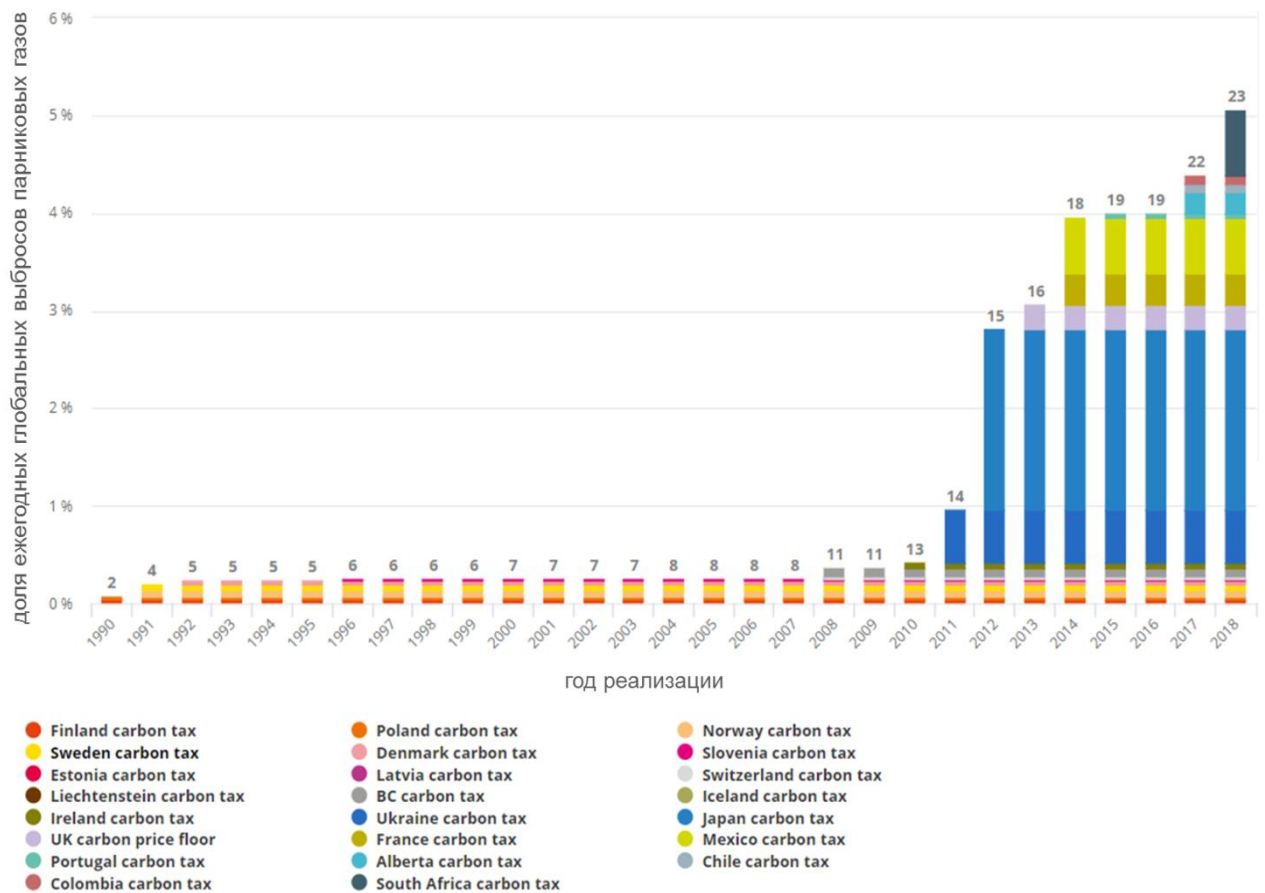


Рисунок 2.4 – Страны и регионы, применяющие налог на выбросы CO<sub>2</sub>, их процентная доля покрытия общемировых выбросов

Источник: The World Bank Group [105]

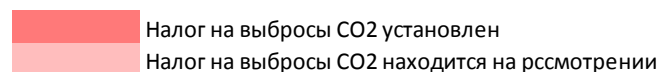
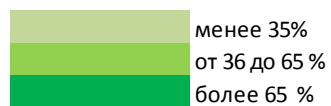
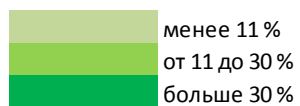
Механизм государственного регулирования выбросов парниковых газов путем введения налога на CO<sub>2</sub>, обязывает источников-загрязнителей воздуха выплачивать штраф пропорционально объему выбросов от сжигаемого топлива. Из-за отсутствия точно рассчитанного ущерба причиняемого от выбросов CO<sub>2</sub>, невозможно рассчитать справедливую ставку налога, чтобы компании могли платить в соответствии своего негативного воздействия на окружающую среду [107].

В таблице 2.3 представлены все действующие ставки по налогам на выбросы CO<sub>2</sub> по странам и отраслям промышленности.

Таблица 2.3 – Все действующие ставки по налогам на выбросы CO<sub>2</sub> по странам, регионам и отраслям промышленности

Источник автором по данным [105-108]

Регион	Год внедрения	Цена, евро/тCO <sub>2</sub>	Доля выбросов, %	Отрасль					Топливный сектор		
				Энергетика	Промышленность	Транспорт	Отходы	Авиация	Уголь	Нефть	Газ
Финляндия	1990	55	36						+	+	+
Польша	1990	1	4								
Норвегия	1991	31	60							+	+
Швеция	1991	96	42						+	+	+
Дания	1992	23	45						+	+	+
Латвия	1995	5	15		+	+		+			
Словения	1996	17	24						+	+	+
Эстония	2000	2	3	+						+	
Алберта	2007	14	45	+	+		+		+	+	+
Британская Колумбия	2008	21	70						+	+	+
Лихтенштейн	2008	79	26								
Швейцария	2008	6	11		+						
Ирландия	2010	20	33						+	+	+
Исландия	2010	21	55						+	+	+
Япония	2012	2	70						+	+	+
Великобритания	2013	21	25	+					+	+	+
Франция	2014	31	40						+	+	+
Мексика	2014	1	46						+	+	
Португалия	2015	8	26						+	+	+
Чили	2017	5	40	+	+						
Колумбия	2017	5	30						+	+	+
ЮАР	2017	8	75		+						
Манитоба	2018	НУ	НУ								
Ньюфаундленд и Лабрадор.	2018	НУ	НУ		+						
Сингапур	2018	7	НУ	+	+						
Китай	2018	НУ	НУ		+						



1. Финляндия. Налогообложение в Финляндии на первых этапах производилось только исходя из количества углерода в сжигаемом топливе. Сейчас оно представляет совокупность налога на углекислый газ и энергетического налога, покрывает такие сектора экономики как топливно-энергетический и транспортный комплексы.

2. Норвегия. Около 55% выбросов  $\text{CO}_2$  эффективно учитываются в системе налогообложения Норвегии. Остальные 45% включены в норвежскую систему торговли квотами, которая в 2008 году была успешно интегрирована в составе EU ETS.

3. Швеция. В Швеции введение налога на углекислый газ было приурочено к реформированию энергетики страны. Ставка налога составляет 96 евро / т $\text{CO}_2$ э. При этом покрывается около 42% от общего числа выбросов. С 2014 года от уплаты налога были освобождены районные ТЭЦ, которые принимают участие в системе EU ETS.

4. Дания. Налог на  $\text{CO}_2$  в Дании был введен 1992 году, ставка налога на данный момент составляет 23 евро / т  $\text{CO}_2$ э, налог покрывает практически все потребление углеводородного топлива (природного газа, нефти и угля), кроме секторов участвующих в системе EU ETS [105-107].

5. Словения. Налог на углекислый газ в Словении, входит в состав экологического регулирования, направленного на ограничения по загрязнению окружающей среды. С 1 апреля 2016 года Словения применила закон об углеродном налоге в соответствии с правилами ЕС, исключив выбросы на сжиженном нефтяном газе и природном газе. На эти ископаемые виды топлива применяется ставка налога на выбросы углерода в размере 17 евро / т $\text{CO}_2$ э (19 долл. США / т $\text{CO}_2$ э); этот показатель также применяется к другим ископаемым видам топлива.

6. Швейцария. Углеродное регулирование в Швейцарии в виде налога на  $\text{CO}_2$ , учитывает любое применение ископаемого топлива, за исключением производства электроэнергии. При этом, если компания принимает участие в EU ETS, то она полностью освобождается от уплаты налога.

7. Британская Колумбия. Налог применяется на территории региона при покупке и использовании углеводородного топлива. При этом налог не отражается на доходах населения, так происходит сокращение остальных налоговых выплат за счет средств от поступающих налогов на  $\text{CO}_2$ .

8. Исландия. Все импортеры, занимающиеся жидким топливом (бензином, сжиженным природным газом, авиа и дизельным топливом, природным биотопливом) обязаны выплачивать налог на углекислый газ независимо от того отправляются ли углеродосодержащие товары на продажу или покупаются для личного пользования. Налог

уходит в государственный бюджет, его ставка определяется от стоимости CO<sub>2</sub> на углеродном рынке и на данный момент составляет 75% [108].

9. Ирландия. Налогом облагаются все не состоящие в EU ETS сектора экономики, за исключением сельского хозяйства. Ставка налога составляет около 20 евро за тонну CO<sub>2</sub> и покрывает около 33 % от общего числа выбросов.

10. Япония. В Японии налог на выбросы CO<sub>2</sub> покрывает все традиционные источники топлива. Ставка налога рассчитана таким образом, чтобы, вне зависимости от вида применяемого топлива стоимость 1 тонны выбросов составит 2 \$ США. Стоит отметить, что при этом покрывается почти 70 % общего числа выбросов CO<sub>2</sub> в атмосферу.

11. В Мексике налогом на CO<sub>2</sub> облагается продажа и импорт углеродного топлива. Ставка налога ограничивается 3% от рыночной стоимости топлива. На данный момент за счет налога покрывается почти половина всех выбросов CO<sub>2</sub> в атмосферу [105-108].

12. В Великобритании ставка налога за выбросы равна 21 евро за тонну. Налог был принят в 2013 г. и применяется относительно природного и сжиженного нефтяного газа, а также к твердым видам топлива, при этом покрывается около 25 % от общего числа выбросов в стране.

13. Франция. В 2013 году французский парламент установил налог на выбросы CO<sub>2</sub> с номинальной ставкой равной 22 евро за тонну CO<sub>2</sub>, при этом покрывается около 40 % от общего числа выбросов в стране [105-108].

14. Португалия. В Португалии налог за выбросы углекислого газа составляет 5 евро за тонну CO<sub>2</sub>. Налог покрывает в районе 26% выбросов страны. Налог применяется к секторам экономики, кроме тех секторов, что участвуют в системе EU ETS.

15. ЮАР. С 2013 года согласно законопроекту о налоге на CO<sub>2</sub>, налог выплачивается в зависимости от содержания углерода в сжигаемом топливе, и компенсирует все непосредственные выбросы парниковых газов в атмосферу. Законопроект вступает в силу в 2017 году.

16. Колумбия. Углеродный налог Колумбии был принят в рамках структурной налоговой реформы. Углерод налог был введен в 2017 году и применяется к выбросам ПГ во всех секторах с некоторыми незначительными исключениями. Налог распространяется на все жидкие и газообразные ископаемые виды топлива, используемые для сжигания.

17. Сингапур. Сингапурское правительство намерено ввести налог на выбросы углерода в 2019 году. Углеродный налог в размере от 10 до 10-20 сингапурских долл. / тCO<sub>2</sub>э (7-14 долл. США / тCO<sub>2</sub>э) будет применяться к прямым источникам выбросов, а полученный доход поможет финансировать меры по сокращению промышленных выбросов.



18. Нидерланды. 10 октября 2017 года голландское правительство заявило о своем намерении ввести цену на углерод для производителей электроэнергии. Цена будет начинаться от 18 евро/ тCO<sub>2</sub>, а в 2020 году может составить 43 евро / тCO<sub>2</sub>. Производители электроэнергии будут по-прежнему покрываться в рамках ETS ЕС.

19. Углеродный налог Альберты (Канада) (официальное название: Carbon Levy) содержится в Законе об осуществлении лидерства в климате, целью которого является сокращение выбросов парниковых газов. Он был введен в 2017 году.

### **Система торговли выбросами парниковых газов (Emissions Trading System, ETS)**

Система торговли выбросами парниковых газов (Emissions Trading System, ETS) – это рыночный инструмент, используемый для сокращения выбросов парниковых газов (ПГ). Он работает по принципу cap-and-trade («ограничения и торговли»). Правительство устанавливает верхний предел или ‘ограничение’ на общий объем выбросов в одном или нескольких секторах экономики. Компании в этих секторах должны обладать разрешением на каждую единицу выбросов, которые они осуществляют. Они могут получить разрешения на выбросы бесплатно либо купить их у государства, а также торговать ими с другими компаниями.

Правительство определяет максимальное количество выбросов, разрешенных в системе, – ограничение, то есть «CAP» (CAP = абсолютное количество разрешений). Ограничение должно быть установлено заранее и со временем сокращаться. Оно также должно соответствовать общей цели по сокращению выбросов ПГ в стране. Это обеспечивает долгосрочную рыночную перспективу и поддерживает компании в планировании их деятельности и инвестиций.

После того, как определено общее ограничение на выбросы ПГ в системе, правительство распределяет разрешения между компаниями. Одно разрешение соответствует одной тонне выбросов ПГ. Правительство может предоставить разрешения на выбросы бесплатно (на основе исторического уровня выбросов или базовых показателей) или посредством продажи на аукционе. Способ распределения разрешений также влияет на то, как компании будут регулировать собственные выбросы ПГ.

Правительству необходимо определить, какие сектора экономики и какие виды парниковых газов включить в ETS. Теоретически, чем больше секторов и газов охватывается ETS, тем более эффективна такая система. Тем не менее, на практике в одних секторах может быть трудно измерять и отслеживать выбросы, а в других могут быть ограниченные возможности для сокращения выбросов. Энергетика и промышленность – два сектора, которые включены в большинство существующих ETS. Двуокись углерода (CO<sub>2</sub>), как наиболее

распространенный ПГ, как правило, включена в ETS. Среди других ПГ – метан ( $\text{CH}_4$ ), оксид азота ( $\text{N}_2\text{O}$ ) и различные фторированные газы ( $\text{SF}_6$ , HFC и PFC).

В конце торгового периода (например, один год) каждая компания обязана предъявить разрешения на все фактически произведенные выбросы.

Для обеспечения экологической эффективности ETS компании обязаны отслеживать и предоставлять отчеты о своих выбросах ПГ уполномоченным органам власти. Чтобы обеспечить точность, эти отчеты должны быть сертифицированы независимой стороной. Существуют также штрафы, чтобы гарантировать соблюдение правил ETS. Все операции между участниками ETS отслеживаются через реестр. Для предотвращения мошенничества и манипуляций, связанных со стоимостью разрешений, должен существовать механизм надзора за рынком.

Компании имеют возможность получать квоты на выбросы тремя способами:

1. Бесплатные квоты предоставляют на условиях бенчаркинга (сопоставительный анализ с эталоном определенной технологии или продукции).
2. Бесплатные квоты предоставляются исходя из результатов прошлой деятельности предприятия.
3. Платные квоты могут предоставляться на аукционе.

Все действующие модели торговли квотами на данный момент склонны к поэтапному уменьшению бесплатных разрешений на выбросы углерода и переходу к аукционной системе выдачи разрешений. Плюсам такой системы является открытость рыночных сделок и ценообразование квот, кроме того направление доходов, полученных от аукциона в экологически важные проекты [107].

Страна с наибольшим объемом выбросов, охватываемая инициативами в области ценообразования на выбросы углерода, - это Китай, причем 1,2 Гт $\text{CO}_2$ э выбросов парниковых газов включены в объем восьми пилотов ETS. Соединенные Штаты (США) и Канада являются вторыми и третьими; в каждой из этих стран инициативы по углеродному ценообразованию покрывают около 0,5 Гт $\text{CO}_2$ э. ETS Европейского Союза (EU ETS) в настоящее время является крупнейшей инициативой в области ценообразования на выбросы углерода с выбросами ПГ 2 Гт $\text{CO}_2$ э в пределах ее объема. В перспективе система торговли выбросами Китая может стать самой мощной. Китай планирует запустить свою национальную систему ETS в 2018 году.

На рисунке 2.5 представлены страны и регионы, применяющие систему торговли выбросами и их процентная доля покрытия общемировых выбросов.

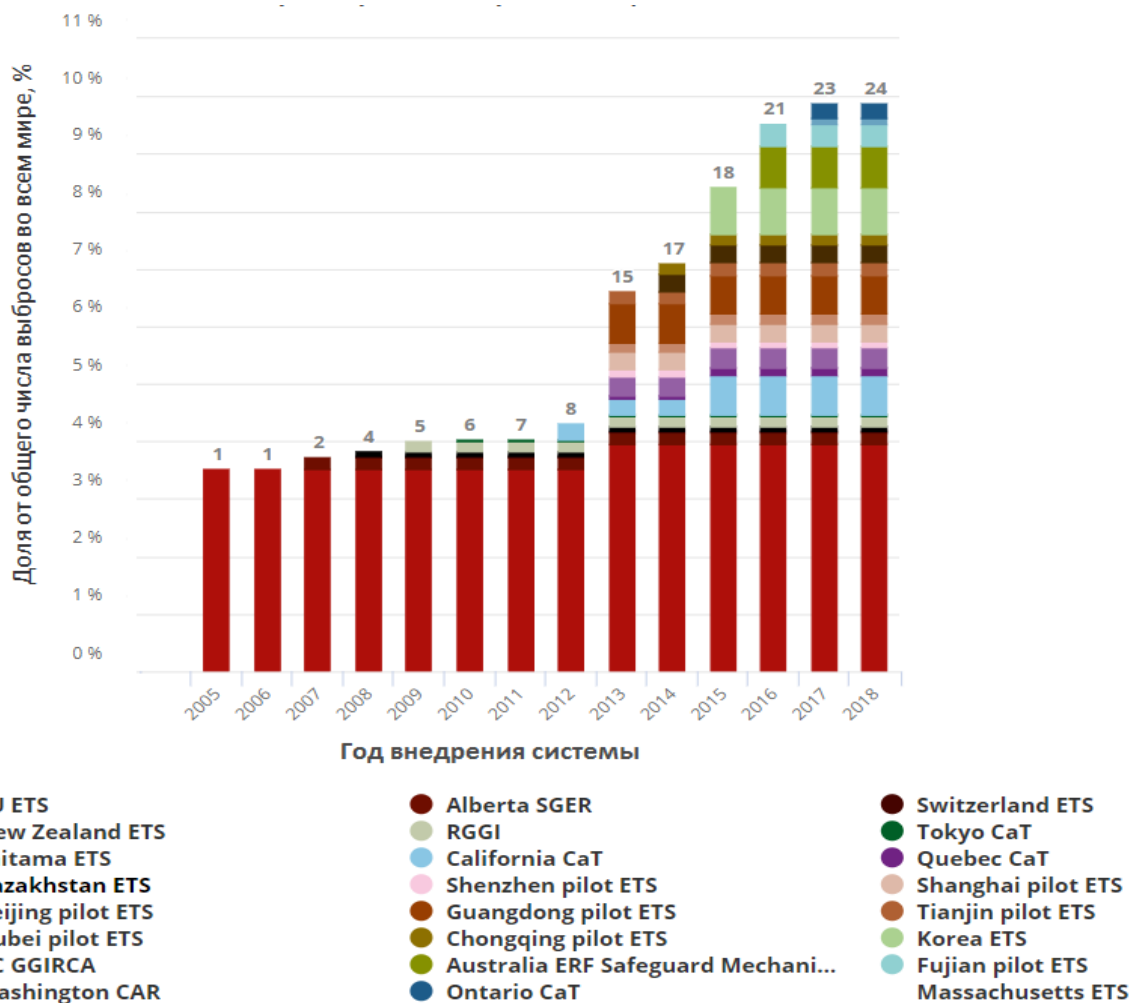


Рисунок 2.5 – Страны и регионы, применяющие систему торговли выбросами и их процентная доля покрытия общемировых выбросов

Источник: The World Bank Group [105]

Юрисдикции (территории, штаты, провинции), осуществляющие региональные, национальные и субнациональные инициативы в области ценообразования на углерод, изучают методы сотрудничества и обмен знаниями, что может привести к дальнейшей региональной конвергенции углеродных цен, согласованию и их увязке. Например, Калифорния, Мексика, Онтарио и Квебек подписали «Меморандумы о взаимопонимании» для изучения вариантов сотрудничества на углеродных рынках. Кроме того, в рамках Тихоокеанского альянса проводятся диалоги для изучения регионального углеродного ценообразования. Кроме того, Китай, Япония и Корея открыли ежегодную конференцию для обмена опытом в области ценообразования на углерод и изучения областей сотрудничества, и Новая Зеландия начала обсуждать потенциальное сотрудничество на углеродных рынках с Китаем и Кореей. Такие совместные разработки будут способствовать экономически эффективному достижению целевого показателя  $2^{\circ}\text{C}$  или ниже, о чем свидетельствует модельный процесс, который показывает, что международный углеродный рынок может обеспечить 30% сокращение

глобальных расходов на смягчение последствий к 2030 году и более чем на 50 % сократить к 2050 году.

Ниже приводится подробная информация об основных событиях в региональных, национальных и субнациональных инициативах в области ценообразования на выбросы углерода с 2016 года [105-108].

Австралия. Механизм защиты Фонда сокращения выбросов (ERF) вступил в силу с 1 июля 2016 года, создав инициативу, охватывающую примерно половину выбросов ПГ в Австралии. Механизм защиты призван обеспечить, чтобы сокращения выбросов, приобретенные через ERF, не компенсировались в других странах. В Австралии обсуждается разработка дальнейших инициатив в области ценообразования на углерод. В своем обзоре целей и политики в области климата Австралийский орган по вопросам изменения климата, независимый орган, созданный для предоставления экспертных консультаций правительству, рекомендовал внедрить инициативу по углеродному ценообразованию на основе интенсивности выбросов в секторе электроэнергетики в 2018 году и усилить механизм защиты в других секторах в ближайшей перспективе. Однако этому препятствует австралийское правительство.

В настоящее время австралийское правительство пересматривает свою политику в области изменения климата, чтобы гарантировать, что они смогут достичь своего определяемого государством вклада (Nationally Determined Contribution-NDC) в соответствии с Парижским соглашением. Это включает изучение потенциального использования международных кредитов для достижения своих целей сокращения выбросов.

Канада. 3 октября 2016 года правительство Канады предложило рамочное соглашение для определения цены на выбросы ПГ. Они требуют, чтобы все провинции осуществили инициативу по углеродному ценообразованию к 2018 году, охватывая, по меньшей мере, выбросы парниковых газов от сжигания ископаемого топлива. Провинции могут реализовать либо инициативу ценообразования на основе углерода с фиксированной ценой, либо системой ограничения и торговли. Провинции, принявшие решение о принятии инициативы об углеродном ценообразовании с фиксированной ценой, такой как налог на выбросы углерода, должны ввести минимальную цену в размере CAN \$ 10 / тCO<sub>2</sub>э (8 долл. США / тCO<sub>2</sub>э) в 2018 году. Согласно предлагаемой структуре, цена на углерод должна будет увеличиваться с ежегодным приростом CAN \$ 10 / тCO<sub>2</sub>э (8 долл. США / тCO<sub>2</sub>э) для достижения CAN 50 долл. США / тCO<sub>2</sub>э (38 долл. США / тCO<sub>2</sub>э) в 2022 году. Провинции, которые решили внедрить систему капитальных торгов, должны согласовать ограничение с правительством Канады для достижения цели по сокращению выбросов ПГ на 30 процентов ниже 2005 года к 2030 году.

Ключевой показатель сокращения должен ежегодно снижаться, по меньшей мере, до 2022 года с темпом, который эквивалентен прогнозируемым сокращениям выбросов, которые имели бы место при минимальной цене на выбросы углерода для инициатив с фиксированной ценой, описанных выше. Вырученные доходы остаются в юрисдикции происхождения, и их использование определяется каждой провинцией самостоятельно. В соответствии с этой структурой юрисдикции должны сообщать о последствиях реализации внедренной инициативы в области ценообразования на выбросы углерода. В 2022 году будет проведен обзор с целью рассмотрения пути продвижения вперед и оценки того, необходимо ли увеличить жесткость национальной структуры. Все юрисдикции, за исключением Манитобы и Саскачевана, подписали это соглашение.

В нескольких провинциях уже есть инициативы по установлению цен на углерод. Недавние добавления включают в себя осуществление Закона о промышленной отчетности и контроле за парниковыми газами (GGIRCA) в Британской Колумбии в 2016 году и налога на выбросы углерода в Альберте и ETS в Онтарио в 2017 году. Подписавшие рамки, которые еще не внедрили инициативу по углеродному ценообразованию предпринимают шаги для выполнения требований рамок.

В ноябре 2016 года Новая Шотландия объявила, что намерена внедрить систему ограничения и торговли. Юрисдикция предложила варианты проектирования для своей инициативы и в настоящее время консультируется с заинтересованными сторонами. В Ньюфаундленде и Лабрадоре законодатели ввели в июне 2016 года законопроект, который будет инициировать инициативу по углеродному ценообразованию, охватывающую промышленность после периода мониторинга выбросов парниковых газов, по меньшей мере, двух лет. Кроме того, Нью-Брансуик оценивает различные формы ценообразования на выбросы углерода, и правительство указало, что полученные доходы будут выделены для целевого фонда изменения климата, в то время как остров Принца Эдуарда рассматривает инициативу, связанную с финансовым нейтральным углеродным ценообразованием. Канадские территории - Северо-Западные территории, Нунавут и Юкон - оценивают инициативы по ценообразованию на выбросы углерода в сочетании с федеральным правительством. Хотя Манитоба не подписывает предлагаемую структуру по сокращениям, тем не менее они рассматривают собственные варианты ценообразования на углерод.

Китай. Китай готовится к запуску своей национальной ETS, которая, вероятно, будет во второй половине 2017 года. Национальная комиссия развития и реформ (NDRC) представила проект закона ETS в Государственный совет и Управление по законодательным вопросам. Ожидается, что это постановление будет утверждено в течение 2017 года. Кроме того,

правительство разрабатывает ряд технических правил по вопросам, включая отчетность и проверку выбросов парниковых газов, аккредитацию сторонних верификаторов, правил торговли и правил для компенсации. Ожидается, что отчетность и проверка исторических данных будут завершены к первой половине 2017 года. Подходы к распределению все еще дорабатываются; Основным подходом будет бенчмаркинг. Ожидается, что стартовая цена национальной системы ETS будет находиться в диапазоне пилотных цен CNY 10-60 / тCO<sub>2</sub>э (1-9 долл. США / тCO<sub>2</sub>э). Чтобы подготовиться к национальной ETS, администраторы пилотных ETS создали центры наращивания потенциала для содействия обмену знаниями с заинтересованными сторонами в юрисдикциях без пилотной ETS.

Китай также ищет возможности для сотрудничества с другими странами в области ценообразования на углерод. В сентябре 2016 года правительственные чиновники из Китая, Японии и Республики Корея провели первую ежегодную конференцию по обмену опытом ценообразования на углерод. Цель конференции - предоставить возможность обмена техническими знаниями и изучить возможности для дальнейшего сотрудничества и возможной связи между ETS в этих странах.

Параллельно с разработкой национальной ETS, семь субнациональных пилотных ETS, которые были запущены в 2013-2014 годах, продолжали развиваться и расширяться. В 2016 году в провинции Гуандун ETS добавили сектора самолетостроения и бумажного производства, увеличив количество объектов с 189 до 280. Кроме того, в Шеньчженской ETS было охвачено 246 новых объектов после того, как они достигли порога включения в 2016 году, увеличив общее количество объектов до 824. Порог включения в ETS Хубэй для энергетического сектора и нескольких крупных промышленных секторов был снижен в 2016 году с годового уровня потребления энергии в 60 000 тонн стандартного угольного эквивалента до 10 000 тонн в год. Также базовый период, по которому определено включение в ETS, смещен на 2013-2015 гг. по сравнению с 2009-2014 гг. по предыдущему правилу. В то время как эти изменения привели к включению 69 дополнительных организаций, Хубэй продолжал снижать свой верхний предел с 281 мегатонны эквивалента диоксида углерода (MtCO<sub>2</sub>э) в 2015 году до 253 MtCO<sub>2</sub>э в 2016 году.

Кроме того, 15 декабря 2016 года Фуцзянь (Fujian) запустил восьмой пилотный проект ETS Китая, который будет ретроспективно применяться к выбросам в 2016 году. Fujian ETS покрывает около 60 процентов выбросов парниковых газов, применяя к 277 объектам в энергетическом, промышленном и авиационном секторах с потреблением энергии более 10 000 тонн в любой год с 2013 по 2015 год. Система торговли Фуцзянь ETS была разработана для

широкого согласования с национальными ETS. Большая часть пособий распределяется на основе свободного распределения.

Правила использования отклонений в пилотных ETS стали более жесткими в прошлом году. В ETS провинции Гуандун все китайские кредиты на сертификацию сокращения выбросов (CCER), используемые для соблюдения в 2017 году, должны исходить из провинции, по сравнению с 70 процентами в 2016 году. Кроме того, Хубэй ограничил использование средств для соблюдения в 2016 году кредитов CCER, полученных от сельского биогаза и проекты в области лесного хозяйства в бедных районах провинции, а в Шанхае снизился количественный предел для использования в целях компенсации в 2017 году с 5 % годовых выбросов до 1%. С конца 2016 года NDRC замедлил выпуск кредитов CCER, а 14 марта 2017 года правительство объявило, что временно приостановила одобрение проектов CCER и выпуск сертификатов. Это позволяет государству совершенствовать и согласовывать правила выпуска CCERs для ускорения разработки зеленых и низкоуглеродных материалов.

Тайвань. В феврале 2017 года были опубликованы планы для достижения цели сокращения наполовину выбросов ПГ к 2050 году по сравнению с базовым уровнем 2005 года путем внедрения ETS, в том числе в рамках других мер государственного регулирования.

Колумбия. В Колумбии с 1 января 2017 года вступил в силу углеродный налог в размере COP 15,000 /тCO<sub>2</sub> (5 долл.США/тCO<sub>2</sub>) на жидкие и газообразные ископаемые виды топлива, используемые для сжигания. Международная авиация и судоходство, а также пользователи, которые сертифицированы как нейтральные к выбросам углерода, освобождаются от налога. Доходы, которые будут собираться за счет налога, предназначаются для фонда для устойчивой Колумбии, который будет поддерживать такие виды деятельности, как управление прибрежными районами и водными ресурсами и защита экосистем.

Европейский союз. В феврале 2017 года Европейский парламент и Европейский совет отдельно проголосовали за поправки к предложению Европейской комиссии относительно пересмотра ETS ЕС после 2020 года. Поправки, согласованные как парламентом, так и Советом, включают увеличение ежегодного снижения капвложений с 1,74 до 2,2 % и удвоение ежегодного поступления избыточных квот в резерв стабильности рынка до 24 % в первые несколько лет его деятельности. Между Европейским парламентом, Европейским советом и Европейской комиссией проводятся заседания с целью достижения консенсуса в отношении пересмотров ETS ЕС. Результаты голосования пока не повлияли на ценовую траекторию квот Европейского Союза (EUA). По состоянию на 1 апреля 2017 года цена EUA составляла 5 евро / тCO<sub>2</sub>э (5 долл. США / тCO<sub>2</sub>e).

Мексика. Мексика начала моделирование ETS в ноябре 2016 года для подготовки компаний к своей собственной системе торговли выбросами, которая планируется начать в 2018 году. Около 60 компаний из сектора транспорта, энергетики и промышленности участвуют в моделировании ETS на добровольной основе. Моделирование не предполагает каких-либо реальных транзакций. Моделирование планируется завершить в декабре 2017 года, до запуска ETS.

В 2014 году Мексика и Калифорния подписали Меморандум о взаимопонимании (МОВ) о международном сотрудничестве по смягчению последствий изменения климата. В дополнение к техническому сотрудничеству и содействию в разработке и функционировании механизма ценообразования на выбросы углерода в Мексике, Меморандум о взаимопонимании также ссылается на потенциал Мексики связать свой углеродный рынок с калифорнийской программой капитальных и торговых операций. В январе 2017 года был подписан дополнительный меморандум с неправительственной организацией для поддержки секретариата по окружающей среде и природным ресурсам Мексики и Калифорнийского совета по воздушным ресурсам в осуществлении плана действий, установленного первым меморандумом о взаимопонимании.

Новая Зеландия. Обзор Системы Торговли Выбросами Новой Зеландии (NZ ETS) проходит в двухэтапном процессе. Первый этап завершился в мае 2016 года принятием решения о поэтапном отказе от переходной меры "один на два", которая в настоящее время позволяет объектам ETS, не относящимся к лесному хозяйству, сдавать по одной квоте на выбросы на каждые две тонны CO<sub>2</sub>э. Дальнейшие соображения включают введение аукционов, механизмов ценовой стабильности и повторное введение международных углеродных кредитов в ETS NZ. Министерство окружающей среды планирует представить рекомендации со второго этапа обзора в середине 2017 года.

Кроме того, Новая Зеландия и Китай подписали двусторонний план действий в области изменения климата для сотрудничества на углеродных рынках. В плане предусматривается выявление возможностей для сотрудничества с другими странами Азиатско-Тихоокеанского региона для обсуждения возможных связей. Также, Новая Зеландия начала переговоры с Кореей о развитии рынков углерода в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

Республика Корея. Для решения проблемы ограниченной ликвидности Корейского рынка ETS на первом этапе (2015-2017 гг.) корейское правительство провело в 2016 году реформы, которые удвоили долю квот, которые компании могут заимствовать для соответствия и выпустили на рынок дополнительные резервы. Кроме того, были введены новые руководящие принципы, которые упрощают квалификационную процедуру для получения кредитов от



сокращения выбросов, которые были достигнуты до запуска ETS, а также были добавлены дополнительные 17 МтСО<sub>2</sub>э надбавок к уровню 2017 года. В апреле 2017 года корейское правительство объявило о дальнейших мерах по устранению дисбаланса на рынке для второй фазы ETS (2018-2021).

Великобритания. После референдума Соединенного Королевства (Великобритания) в июне 2016 года, чтобы покинуть ЕС, правительство указало, что оно по-прежнему придерживается задач по развитию углеродного рынка в качестве инструмента, помогающего декарбонизировать энергетический сектор. В настоящее время Великобритания участвует в ETS ЕС и, кроме того, Carbon Price Floor применяется к энергетическому сектору. С 2021 года правительство будет нацелено на «общую цену углерода», которая будет применяться к предприятиям; формат этого механизма еще не определен. Более подробная информация об углеродных ценах в Великобритании после Brexit ожидается к осени 2017 года.

Соединенные Штаты. Федеральное правительство пересматривает ряд стратегий предыдущего правительства в области энергетики и климата на национальном уровне, включая план действий по борьбе с изменением климата и план экологически чистой энергии (EPA's Clean Power Plan (CPP)), который направлен на сокращение выбросов CO<sub>2</sub> в энергетическом секторе. Однако на уровне Штатов губернаторы Вашингтона, Орегона и Калифорнии вместе с мэрами пяти крупных городов опубликовали совместное заявление о том, что их органы управления будут продолжать ускорять переход к низкоуглеродной энергетике.

Изменения на субнациональном уровне включают в себя создание штата Вашингтон в качестве основы системы кредитования 1 января 2017 года. ETS охватывает две трети выбросов Вашингтона. Первоначально он охватывает установки с базовыми выбросами ПГ, превышающими 100 КтСО<sub>2</sub>э, которые не считаются энергоемкими и не подвергаются торговле. Установки могут соответствовать своему целевому показателю путем разработки проектов по сокращению выбросов ПГ или путем торговли сокращениями выбросов с другими установками.

Калифорния опубликовала 20 января 2017 года свой предлагаемый план по достижению цели сокращения выбросов парниковых газов до 2030 года, включая продление срока действия государственной ETS с 2020 по 2030 год. В плане также предлагается развить интеграционные механизмы с Квебекской системой торговли выбросами и связать ее с Онтарио ETS. Совет по ресурсам воздушного транспорта Калифорнии в настоящее время проводит оценку вариантов развития системы торговли выбросами, которые приведут к большему сокращению выбросов ПГ после 2020 года.

В настоящее время проводится также обзор региональной инициативы в области парниковых газов (RGGI) для принятия обоснованных проектных решений на период после 2020 года. В обзоре рассматриваются некоторые изменения в траектории к 2030 году, цене аукционного резерва, резерве сдерживания затрат и правилах компенсации. Кроме того, RGGI рассматривает вопрос о создании резерва для сдерживания выбросов в качестве новой меры по ограничению предложения квот.

Орегон продолжает изучать варианты ценообразования на выбросы углерода, включая программу капитальных и торговых операций, которая может быть связана с системой торговли выбросами Калифорнии и Квебека. Кроме того, законодатели приступили к осуществлению ряда новых законопроектов и проектов предложений в 2017 году, которые стремятся к внедрению инициативы по ценообразованию на углерод.

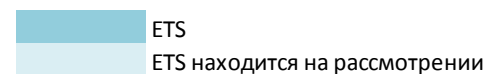
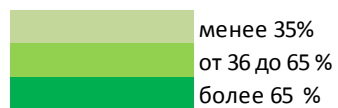
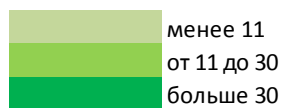
Внутреннее ценообразование на углерод. Более 1200 компаний—в том числе более 100 компаний Fortune Global 500 с общим годовым доходом около 7 триллионов долларов США—сообщили, что в настоящее время они используют внутреннюю цену на углерод или планируют сделать это в течение следующих двух лет. Во всех регионах наблюдается рост числа компаний, раскрывающих внедренные или планируемые внутренние цены на углерод. Несмотря на этот рост, более 500 компаний в отраслях с интенсивными выбросами сообщили, что они не планируют устанавливать внутреннее ценообразование на углерод. Из этих компаний около 80 процентов находятся в странах, которые в обязательном порядке устанавливают цену на углерод или рассматривают возможность сделать это. Отсутствие внутренней цены на углерод в таких компаниях может свидетельствовать о том, что связанные с климатом риски недостаточно понятны или еще не считаются существенными.

Ожидается, что в соответствии с рекомендациями целевой группы Совета по финансовой стабильности по раскрытию финансовой информации, связанной с климатом (TCFD), опубликованными 14 декабря 2016 года, будет увеличено внутреннее ценообразование на выбросы углерода. TCFD считает связанные с климатом риски существенными и рекомендует предприятиям раскрывать свои связанные с климатом финансовые риски и возможности в рамках существующих обязательств по раскрытию финансовой информации. В рамках этого раскрытия TCFD рекомендует компаниям сообщать о внутренних ценах на углерод, которые используются для управления этими рисками и возможностями. В частности, компаниям с высокой подверженностью рискам, связанным с климатом, рекомендуется сообщать о внутренних сценариях цен на углерод и объяснять свои предположения.

В таблице 2.4 приведены все действующие ставки систем торговли выбросами по странам, регионам и отраслям промышленности.

Таблица 2.4 – Все действующие ставки систем торговли выбросами по странам, регионам и отраслям промышленности  
 Источник: построено автором по данным [105-108]

Регион	Год внедрения	Цена, евро/тCO2	Доля выбросов, %	Отрасль					Топливный сектор		
				Энергетика	Промышленность	Транспорт	Отходы	Авиация	Уголь	Нефть	Газ
ЕС ETS	2005	5	45	+	+			+			
Новая Зеландия	2008	11	51	+	+	+	+		+	+	+
Швейцария	2008	79	35	+							
RGGI, США	2009	3	20	+							
Токио	2010	8	20		+						
Сайтама	2011	12	18		+				+	+	+
Калифорния	2013	13	85	+	+	+			+	+	+
Квебек	2013	13	85	+	+	+			+	+	+
Китай	Пекин	2013	7	40	+	+	+				
	Гуандун	2013	2	60	+	+			+		
	Шанхай	2013	3	57	+	+			+		
	Шэньчжэнь	2013	4	40	+	+	+				
	Тяньцзинь	2013	2	55	+	+					
	Чунцин	2014	3	40	+	+					
	Хубэй	2014	2	35	+	+					
	Фуцзянь	2016	5	60	+	+			+		
Сычуань	2017	НУ	НУ		+						
Южная Корея	2015	17	68	+	+	+	+	+			
Алберта	2017	14	45						+	+	+
Китай	2017	НУ	35	+	+			+			
Отнарио	2017	13	82	+	+	+					
Вашингтон	2017	НУ	66	+	+						
Казахстан	2018	НУ	НУ	+	+						
Массачусетс	2018	НУ	НУ	+							
Мексика	2018	НУ	НУ	+	+	+					
Новая Шотландия	2018	НУ	НУ	+	+						



В 2017 году общая стоимость рынков ETS составила почти 33 млрд.\$ (США), по данным The World Bank Group. За этот же период сумма по налогам за выбросы CO<sub>2</sub> превысила более 19 млрд.\$ США (рисунок 2.6).

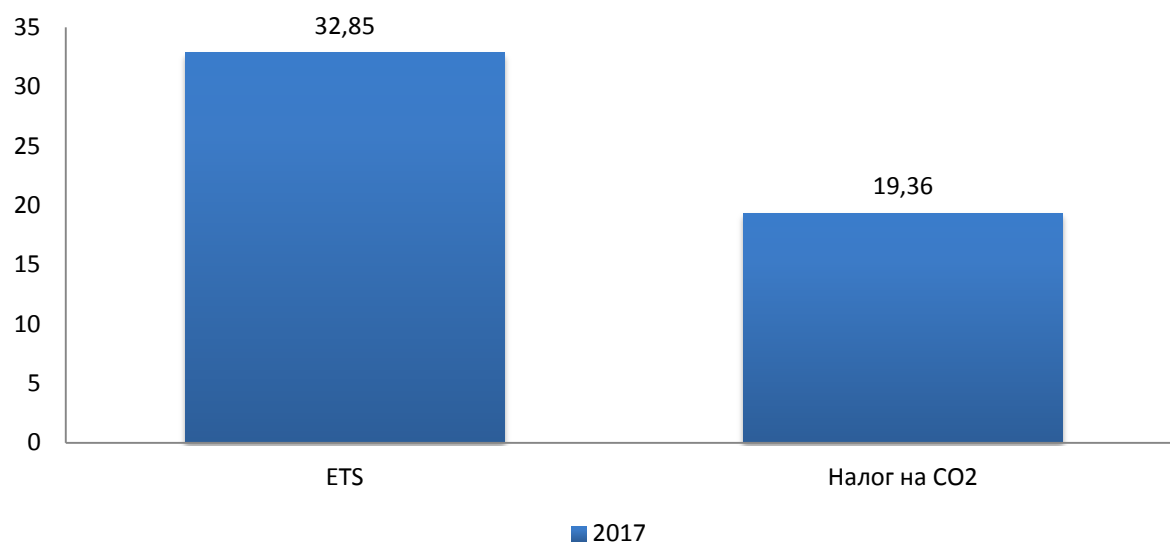


Рисунок 2.6 – Общее количество выплат по налогам за выбросы на CO<sub>2</sub> и систем торговли выбросами, в млрд.\$ США

Источник: построено автором по данным The World Bank Group [105]

Общая стоимость рынков ETS была оценена путем умножения объема годового резерва каждой ETS на 2017 год или самых последних данных по годовому объему с ценой единицы выбросов на 01 апреля 2017 года. Общая стоимость налогов на выбросы углерода была получена из официальных государственных бюджетов на 2017 год или за последний год. Если объем резервов (для ETS) или бюджетной информации (для налога на выбросы углерода) был недоступен, стоимость инициативы по ценообразованию на углерод рассчитывалась путем умножения выбросов парниковых газов, покрытых номинальной ценой на выбросы, на 01 апреля 2017 года [105].

#### **2.4 Концептуальный подход к определению взаимосвязи между введением углеродных налогов и развитием возобновляемой энергетики**

По данным компании Enerdata, в на данный момент лидером по выбросам CO<sub>2</sub> является Китай. Сегодня Китай ежегодно выбрасывает порядка 8796 Мт CO<sub>2</sub> эквивалента, что не удивительно, учитывая огромные производственные мощности и объема выработки электроэнергии, необходимой для этого. На втором месте идет США, с показателем в более чем 5112 Мт CO<sub>2</sub> эквивалента в год. Далее следует Индия с 2088 Мт CO<sub>2</sub> эквивалента в год, Россия с показателем в 1560 Мт CO<sub>2</sub> эквивалента в год и Япония – 1096 Мт CO<sub>2</sub> эквивалента в год.

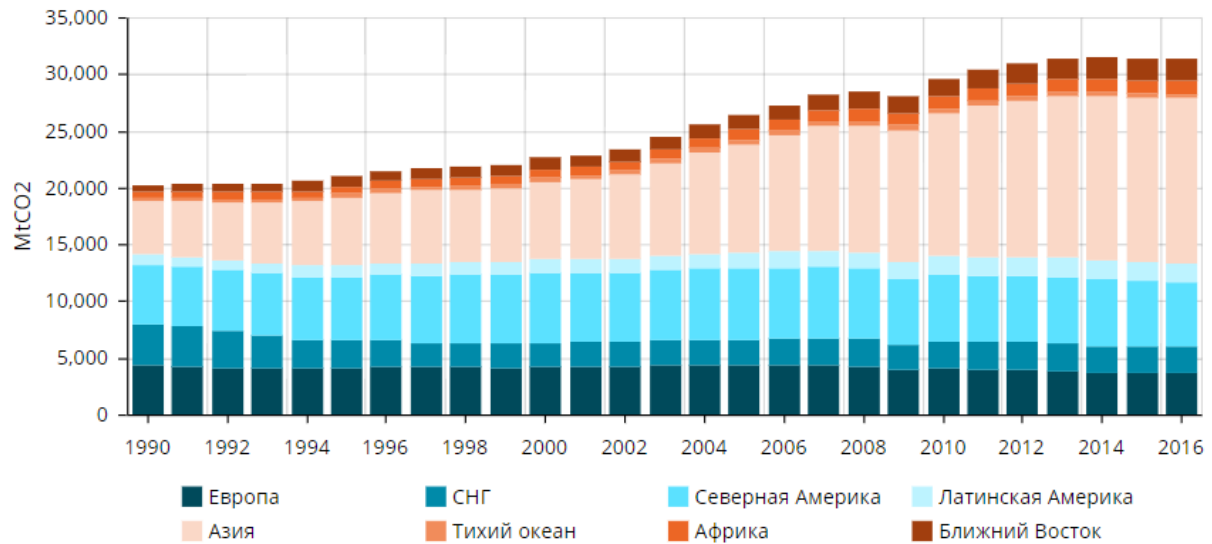


Рисунок 2.7 – Тенденция выбросов CO<sub>2</sub> за период 1990 – 2016 гг.

Источник: Enerdata [109-110]

В течение трех лет подряд, глобальные выбросы CO<sub>2</sub> оставались стабильными примерно на уровне 31,5 Гт CO<sub>2</sub> эквивалента. Стагнация в 2016 году обусловлена слабым экономическим ростом, сокращением энергоемкости и изменениями в энергетическом секторе, а также, в частности, снижением спроса на уголь в Китае и США.

Большинство развитых стран планируют снизить собственные выбросы на конкретную долю от общего объема выбросов в базовом году. К примеру, Евросоюз рассчитывает снизить выбросы к 2030 г. на 40% по сравнению с 1990 годом. Россия отправила в РКИК ООН свои обязательства, согласно которым к 2030 г. объем выбросов, с учетом поглощающей способности лесов сократится на 25-30% по сравнению с 1990 г.

Таблица 2.5 – Описание вкладов по сокращению выбросов CO<sub>2</sub> для некоторых стран

Источник: составлено автором по данным INDC [106]

Страна	Тип вклада	Описание вклада
Россия	Сокращение выбросов	Сокращение выбросов на 25–30% к 2030 г. по сравнению с 1990 г. с учетом поглощения
США	Сокращение выбросов	Сокращение выбросов к 2025 г. на 26–28% по сравнению с 2005 г.
Евросоюз	Сокращение выбросов	Сокращение выбросов на 40% к 2030 г. по сравнению с 1990 г.
Китай	Сокращение удельных выбросов	Сокращение к 2030 г. удельных выбросов на единицу ВВП на 60- 65% по сравнению с 2005 г. Достижение пика выбросов к 2030 г.
Индия	Сокращение удельных выбросов	Сокращение к 2030 г. удельных выбросов на единицу ВВП на 33–35% по сравнению с 2005 г. Достижение неуглеродной электроэнергетикой доли в 40% от суммарных генерирующих мощностей к 2030 г

Продолжение таблицы 2.5

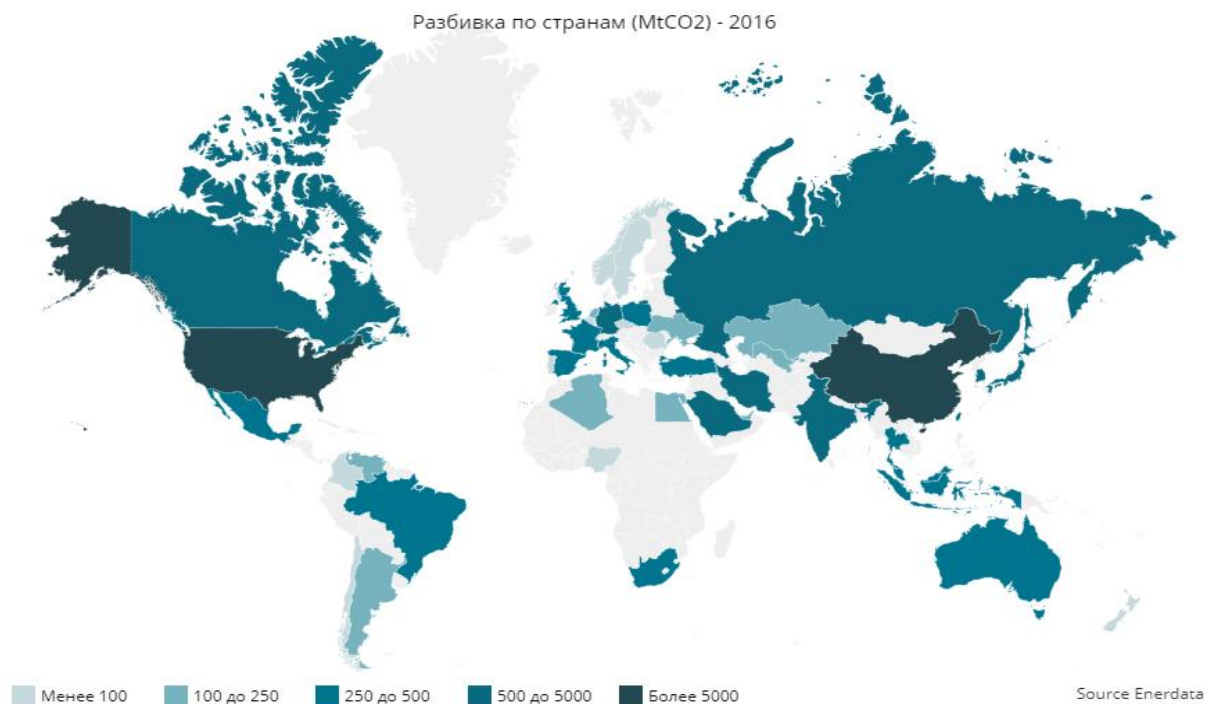
Страна	Тип вклада	Описание вклада
Канада	Сокращение выбросов	Сокращение выбросов на 30% по сравнению с 2005 г.
Япония	Сокращение выбросов	Сокращение выбросов на 26% к 2030 г. по сравнению с 2013 г.
Бразилия	Сокращение выбросов	Сокращение выбросов на 37% к 2025 г. по сравнению с 2005 г.
Австралия	Сокращение выбросов	Сокращение выбросов на 26–28% к 2030 г. по сравнению с 2005 г.
Южная Корея	Сокращение по отношению к базовому сценарию	Сокращение выбросов на 37% к 2025 г. по сравнению с базовым сценарием

Сокращение использования угля в Китае позволило ему продолжить стабилизацию выбросов CO<sub>2</sub>, связанных энергетикой.

США также зафиксировали сокращение своих выбросов благодаря текущему переходу от угля к менее загрязняющему природному газу. Однако объем сокращений в 2016 году был вдвое меньше, чем в 2015 году.

Из-за их сложной экономической ситуации Бразилия и Венесуэла были одни из крупнейших участников сокращения выбросов CO<sub>2</sub>. В то время как Великобритания сократила свои выбросы благодаря падению спроса на уголь. С другой стороны, страны с интенсивным использованием угля, такие как Индия, Индонезия и Турция, увеличили свои выбросы.

На рисунке 2.8 и таблице 2.6 отображены мировые выбросы CO<sub>2</sub> с разбивкой по странам, а структура этих выбросов отображена на рисунке 2.9.

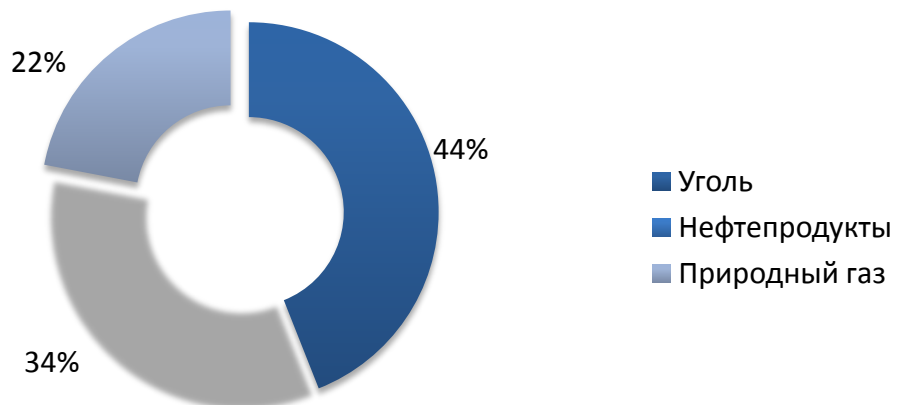
Рисунок 2.8 – Мировые выбросы CO<sub>2</sub> с разбивкой по странам

Источник: Мировая Энергетическая Статистика Yearbook, Enerdata [109]

Таблица 2.6 – Мировые выбросы CO<sub>2</sub>

Источник: Enerdata [110]

Регион	2013	2014	2015	2016	2016 - 2015 (%)	2016 - 2000 (%)
<b>Мир</b>	<b>31436</b>	<b>31593</b>	<b>31452</b>	<b>31465</b>	<b>0,0</b>	<b>2,1</b>
<b>Европа</b>	<b>3862</b>	<b>3696</b>	<b>3760</b>	<b>3770</b>	<b>0,3</b>	<b>-0,7</b>
<b>СНГ</b>	<b>2486</b>	<b>2368</b>	<b>2277</b>	<b>2287</b>	<b>0,4</b>	<b>0,3</b>
Казахстан	261	239	229	228	-0,6	4,0
Россия	1673	1608	1557	1560	0,2	0,2
Украина	260	221	180	189	4,8	-2,5
Узбекистан	101	103	106	103	-2,9	-1,1
<b>Северная Америка</b>	<b>5821</b>	<b>5897</b>	<b>5752</b>	<b>5675</b>	<b>-1,3</b>	<b>-0,6</b>
Канада	574	584	570	564	-1,2	0,4
США	5247	5314	5182	5112	-1,4	-0,7
<b>Латинская Америка</b>	<b>1692</b>	<b>1720</b>	<b>1698</b>	<b>1636</b>	<b>-3,7</b>	<b>1,9</b>
Аргентина	189	198	201	205	1,9	2,4
Бразилия	451	475	450	420	-6,6	2,3
Чили	85	81	84	88	5,4	3,3
Колумбия	71	73	74	65	-11,4	1,1
Мексика	462	451	446	435	-2,4	1,0
Венесуэла	161	159	155	154	-0,8	1,6
<b>Азия</b>	<b>14201</b>	<b>14436</b>	<b>14431</b>	<b>14548</b>	<b>0,8</b>	<b>4,9</b>
Китай	8776	8826	8791	8796	0,1	6,7
Индия	1815	1980	2011	2088	3,8	5,4
Индонезия	430	466	450	470	4,6	3,3
Япония	1181	1136	1105	1096	-0,8	-0,1
Малайзия	233	243	243	260	7,1	4,8
Южная Корея	594	581	580	588	1,3	2,2
Тайвань	257	260	259	264	2,2	1,3
Тайланд	268	262	266	272	2,2	3,5
<b>Океания</b>	<b>423</b>	<b>418</b>	<b>422</b>	<b>391</b>	<b>-7,5</b>	<b>0,3</b>
<b>Африка</b>	<b>1121</b>	<b>1154</b>	<b>1150</b>	<b>1179</b>	<b>2,5</b>	<b>3,0</b>
<b>Ближний Восток</b>	<b>1828</b>	<b>1905</b>	<b>1962</b>	<b>1979</b>	<b>0,9</b>	<b>4,5</b>

Рисунок 2.9 – Структура источник выбросов CO<sub>2</sub> (Разбивка по типу энергии)

Источник: построено автором по данным Enerdata [110]

Согласно данным ежегодного статистического отчета компании ВР, в мире за год, за счет возобновляемых источников энергии, экономится около 358 млн. тонн нефтяного эквивалента. Это около 7 млн. бар. нефти в день. Согласно данного отчета тремя лидерами по производству энергии за счет ВИЭ являются США, КНР и Германия. На данный момент Российская Федерация занимает 51 строчку в рейтинге.

На рисунке 2.10 представлен график экономии топливных ресурсов стран где активно применяются технологии использования возобновляемых источников энергии.

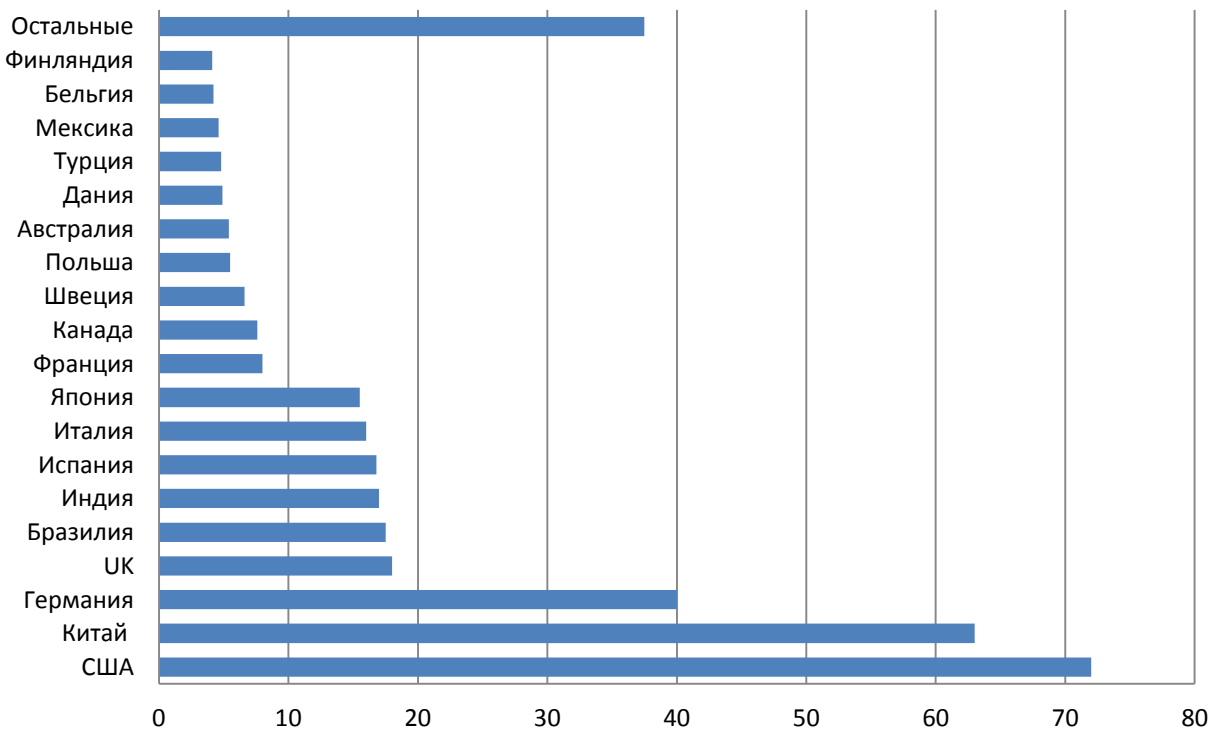


Рисунок 2.10 – Экономия от использования возобновляемых источников энергии, в млн. тонн нефтяного эквивалента

Источник: построено авторам по данным ВР [111]

Для того, что бы проследить есть ли зависимость от внедрения углеродных налогов, в странах с высокими выбросами  $\text{CO}_2$  в атмосферу, и ростом мощности вырабатываемой электроэнергии от возобновляемой энергетики, проанализируем статистические показатели вводимых установленных мощностей и долю выработки электроэнергии от ВИЭ при введении налога на  $\text{CO}_2$ .

Так, например, в Великобритании после принятия налога на  $\text{CO}_2$  в 2013 году установленная мощность всех видов возобновляемых энергоресурсов возросла более чем в два раза к 2017 году и составила 40789 МВт, а средний ежегодный прирост составил более 20%. При это стоит отметить трехкратное увеличение вводимых мощностей солнечных энергоустановок объем которых составил к концу 2017 года 12791 МВт. Динамика прироста



установленной мощности ВИЭ в Великобритании после введения налога за выбросы CO<sub>2</sub> представлена на рисунке 2.11.

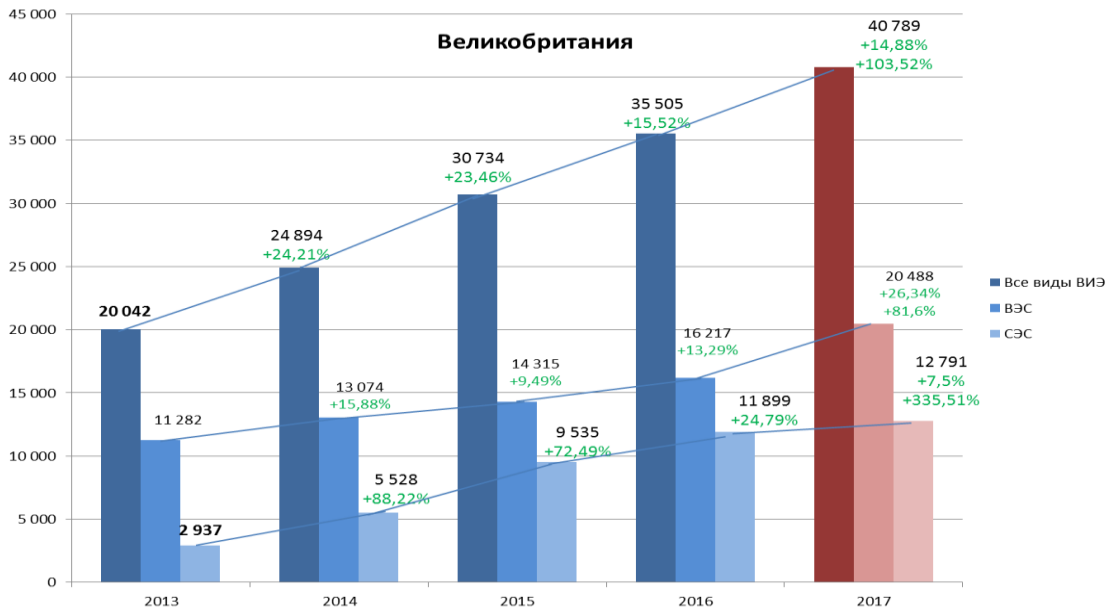


Рисунок 2.11 – Динамика прироста установленной мощности ВИЭ в Великобритании после введения налога за выбросы CO<sub>2</sub>, МВт

Источник: построено автором по данным [113]

Рассматривая вопрос доли выработки от возобновляемых энергоресурсов в Великобритании, также видна тенденция стабильного увеличения выработки после принятия налога на CO<sub>2</sub>. Как видно из графика (рисунок 2.12) прирост вырабатываемой мощности за счет альтернативной энергетики составил 61,9% и превысил отметку в 25%. Доля СЭС и ВЭС составляет при этом 14%.

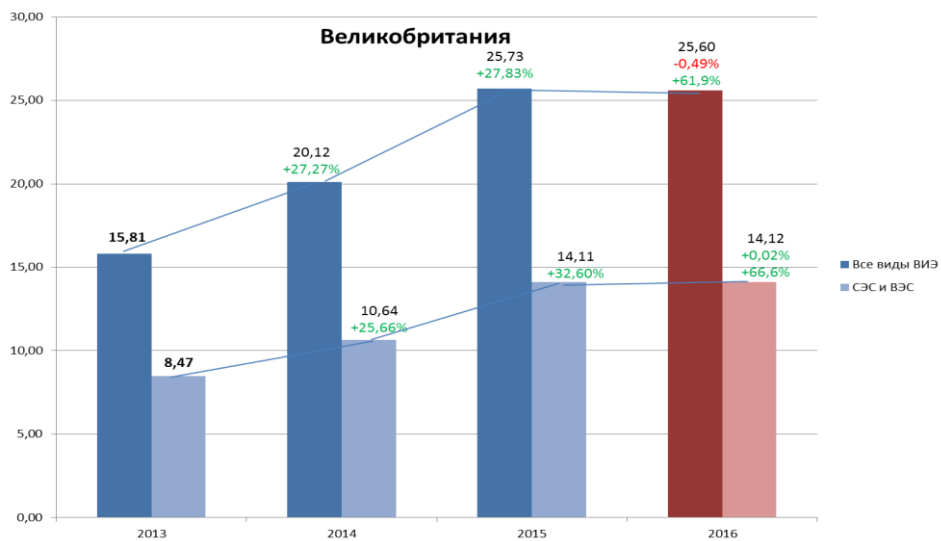


Рисунок 2.12 – Динамика роста доли вырабатываемой электроэнергии от возобновляемых энергоресурсов в Великобритании 2013-2016 гг.

Источник: построено автором по данным [113]

Другим примером, наглядно показывающим положительную динамику развития возобновляемой энергетики после принятия углеродного регулирования, является Япония.

После принятия в 2012 году налога на выбросы CO<sub>2</sub> в Японии активно строятся новые электростанции на основе возобновляемых энергоресурсов. Как видно из графика (рисунок 2.13.) Рост установленной мощности солнечных электростанций составил в среднем 40% в год, и к концу 2017 года мощность энергоустановок возросла более чем в 6 раз, достигнув отметку в 48600 МВт. Ветроэнергетика развивалась значительно скромнее, но, тем не менее, рост использования энергии ветра за 5 лет составил порядка 24%. Общий объем электростанций на основе ВИЭ вырос более чем в 2 раза.

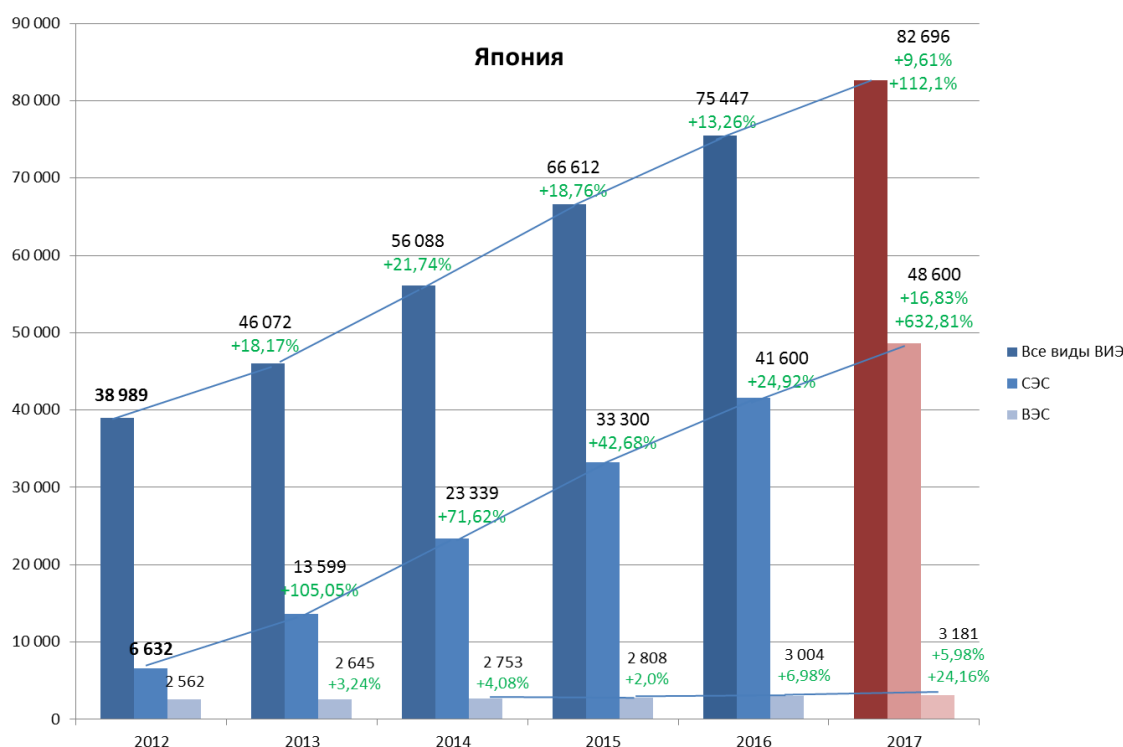


Рисунок 2.13 – Динамика прироста установленной мощности ВИЭ в Японии после введения налога за выбросы CO<sub>2</sub>, МВт

Источник: построено автором по данным [113]

Стабильно положительная динамика наблюдается и в росте доли вырабатываемой электроэнергии от возобновляемых энергоресурсов в Японии 2012-2016 гг. (рисунок 2.14.)

В период с 2012 года по 2016 год доля вырабатываемой электроэнергии за счет ВЭР увеличилась с 11,88% до 17,44%, т.е. более чем на 46%. Стоит отметить чрезвычайно заметную долю вырабатываемой электроэнергии за счет именно СЭС. За весьма не продолжительный период их доля выросла более чем в 2,5 раза и составила 4,87%, при этом до принятия налога за выбросы CO<sub>2</sub> их доля составляла чуть более одного процента.

Стоит отметить, что до использования механизмов углеродного регулирования средний прирост вводимых мощностей на основе возобновляемых энергоресурсов составлял всего 4,34%, а прирост после принятия налога за выбросы CO<sub>2</sub> средний ежегодный прирост мощностей составил 16,31 %.

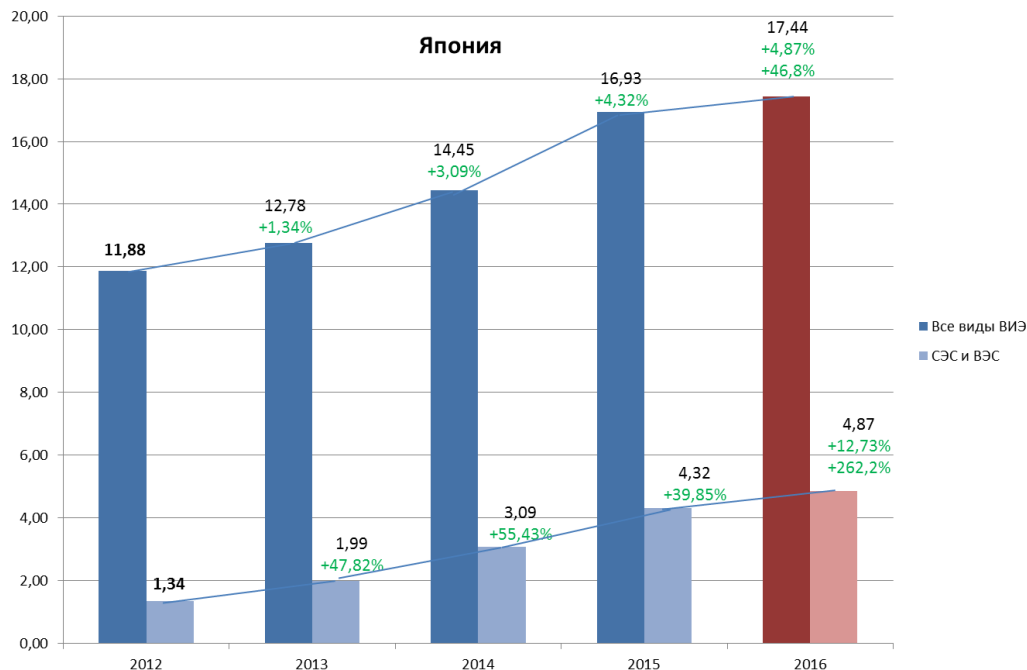


Рисунок 2.14 – Динамика роста доли вырабатываемой электроэнергии от возобновляемых энергоресурсов в Японии 2012-2016 гг.

Источник: построено автором по данным [113]

Полная динамика вводимых мощностей на основе возобновляемых энергоресурсов представлена в таблице А1 (приложение А). Проанализировав данные по всем странам применяющие углеродное регулирование, можно с уверенностью отметить, что после введения налога на CO<sub>2</sub> или системы торговли выбросами, значительно увеличивается и закрепляется положительная динамика ввода новых мощностей на основе возобновляемых энергоресурсов. Более ощутимую динамику показывают солнечные энергоустановки.

После принятия налога на CO<sub>2</sub> во Франции в 2014 году, доля выработки электроэнергии от СЭС и ВЭС увеличилась на 27% и составила 5,49% от общей выработки в стране, в целом добытая с помощью ВИЭ электроэнергия увеличила свою долю на 5% и достигла 18,13% в 2016 году. Если посмотреть на страны, где налог на CO<sub>2</sub> был введен еще в начале 90х годов, то безусловно отметим стабильный рост ВИЭ в доли выработки электроэнергии, например в Польше, на данный момент доля СЭС и ВЭС составляет 7,68%, а суммарно ВИЭ вырабатывают почти 15,5 % от общей выработки электроэнергии в стране. В Швеции с 1990 года, общая доля производства электроэнергии от ВИЭ увеличилась почти на 30 % и составляет 57%, из них почти половина (22,33%) приходится на СЭС и ВЭС.

Если рассмотреть страны, где применяются на данный момент системы торговли выбросами, например Новая Зеландия и Китай, то тут тоже можно отметить рост доли ВИЭ в производстве электроэнергии. С 2008 года в Новой Зеландии доля ВИЭ увеличилась на 22% и достигла более 80% от всей произведенной электроэнергии в стране, из них 23% приходится на ВЭС и СЭС. У Китая к 2016 году, доля выработки электроэнергии за счет ВИЭ достигла 25% , на ветро- и солнечные электростанции приходится порядка 5,5%, после принятия в ряде регионов в 2013 году системы торговли выбросами CO<sub>2</sub>, доля СЭС и ВЭС увеличилась на 87%, и как уже говорилось в первой главе, правительство Китая не собирается останавливаться на достигнутом, и постоянно увеличивает темпы роста производства электроэнергии за счет ВИЭ.

Конечно, стоит отметить и отрицательную динамику доли ВИЭ в производстве электроэнергии, например в Мексике. После принятия налога на CO<sub>2</sub> в 2014 году, общая доля ВИЭ постепенно снижалась и к 2016 году достигла менее 15% (снизилась на 16% по сравнению с 2014 г.), достигнув отметки в 14,74 % при первоначальных 17,64%, но при этом доля выработки электроэнергии за счет СЭС и ВЭС увеличилась почти на 11 %. Скорее всего снижение выработки электроэнергии за счет ВИЭ снижалась в след за общим снижением производства электроэнергии в стране, при этом, стоит отметить, что за этот период было введено несколько новых солнечных электростанций, что и объясняет увеличение их доли.

Выработка электроэнергии от ВИЭ в странах применяющих государственное регулирование выбросов CO<sub>2</sub> представлена в таблице 2.7. В таблице указана доля возобновляемых источников энергии в производстве электроэнергии по странам за определенный период. Выделенные значения являются первоначальными показателями доли ВИЭ на год принятия государственного регулирования выбросов. Последние два столбца указывают изменения доли по отношению к определенному году, предпоследний столбец – изменение к предыдущему, последний столбец изменение к первоначальному году принятия налога.

Сравнительный анализ изменения объема выработки электроэнергии за счет ВИЭ до принятия государственных мер по регулированию выбросов CO<sub>2</sub> и после представлен на рисунке 2.15.

Таблица 2.7 – Выработка электроэнергии от ВИЭ в странах применяющих государственное регулирование выбросов CO<sub>2</sub>

Источник: построено автором по данным [113, 114]

№ п/п	Страна	Вид электроэнергии	1990	1991	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Прирост 2016- Год введения налога (%)					
1	Франция	Все виды ВИЭ	14,10	13,97	15,89	13,74	10,62	11,79	12,57	13,69	13,93	14,59	12,37	15,54	17,79	<b>17,27</b>	16,57	<b>18,13</b>	<b>5,0</b>					
		СЭС и ВЭС	0,12	0,11	0,10	0,10	0,25	0,46	0,80	1,08	1,59	1,94	2,60	3,53	3,82	<b>4,30</b>	5,21	<b>5,49</b>	<b>27,6</b>					
		Прирост ВИЭ, % Прирост СЭС+ВЭС, %																-4,09 21,23	9,45 5,29					
2	Польша	Все виды ВИЭ	<b>2,47</b>	2,59	2,82	2,99	3,46	3,26	3,78	4,64	6,11	7,27	8,30	10,67	10,71	12,82	14,29	15,45	<b>525,4</b>					
		СЭС и ВЭС	<b>0,00</b>	0,00	0,00	0,00	0,24	0,31	0,44	0,54	0,72	1,06	1,96	2,93	3,65	4,84	6,67	7,68	<b>-</b>					
		Прирост ВИЭ, % Прирост СЭС+ВЭС, %		4,97	8,70	6,08	15,56	-5,74	15,91	22,83	31,84	18,84	14,16	28,68	0,33	19,73	11,48	8,10						
3	Португалия	Все виды ВИЭ	35,08	33,45	28,56	30,30	18,57	33,01	35,08	32,93	37,88	53,16	47,06	43,78	59,24	61,37	<b>48,45</b>	<b>55,15</b>	<b>13,8</b>					
		СЭС и ВЭС	0,02	0,02	0,18	0,57	3,97	6,15	9,02	13,02	15,78	17,73	18,40	23,16	24,56	24,51	<b>24,18</b>	<b>22,33</b>	<b>-7,7</b>					
		Прирост ВИЭ, % Прирост СЭС+ВЭС, %																-21,04 -1,36	13,82 -7,67					
4	Швеция	Все виды ВИЭ	51,18	<b>44,46</b>	47,60	57,26	51,32	49,65	52,06	54,35	58,46	55,33	55,98	59,10	54,07	55,87	63,46	<b>57,22</b>	<b>28,7</b>					
		СЭС и ВЭС	0,00	<b>0,01</b>	0,07	0,32	0,59	0,69	0,96	1,33	1,82	2,36	4,05	4,31	6,45	7,34	10,11	<b>9,80</b>	<b>111003,2</b>					
		Прирост ВИЭ, % Прирост СЭС+ВЭС, %			7,06	20,29	-10,38	-3,25	4,86	4,40	7,55	-5,35	1,17	5,57	-8,50	3,32	13,58	-9,84						
5	Великобритания	Все виды ВИЭ	2,44	2,12	2,52	3,36	4,99	5,53	5,93	6,66	7,67	7,62	10,36	12,30	<b>15,81</b>	20,12	25,73	<b>25,60</b>	<b>61,9</b>					
		СЭС и ВЭС	0,00	0,00	0,12	0,25	0,73	1,07	1,33	1,84	2,47	2,70	4,33	5,83	<b>8,47</b>	10,64	14,11	<b>14,11</b>	<b>66,6</b>					
		Прирост ВИЭ, % Прирост СЭС+ВЭС, %																28,57 45,30	-0,49 25,66					
6	Норвегия	Все виды ВИЭ	99,79	<b>99,80</b>	99,66	99,72	99,47	99,32	99,14	99,41	96,59	95,75	96,53	97,97	97,72	97,70	97,74	<b>97,87</b>	<b>-1,9</b>					
		СЭС и ВЭС	0,05	<b>0,04</b>	0,04	0,04	0,40	0,56	0,69	0,67	0,75	0,73	1,01	1,05	1,40	1,56	1,73	<b>1,42</b>	<b>3640,2</b>					
		Прирост ВИЭ, % Прирост СЭС+ВЭС, %			-0,14	0,05	-0,24	-0,16	-0,18	0,27	-2,83	-0,87	0,82	1,49	-0,26	-0,02	0,04	0,13						
7	Мексика	Все виды ВИЭ	24,69	22,39	23,65	19,80	15,18	15,32	14,07	17,54	12,95	16,60	14,89	13,79	13,30	<b>17,54</b>	15,17	<b>14,74</b>	<b>-16,0</b>					
		СЭС и ВЭС	4,43	4,23	3,73	2,88	2,92	2,62	2,89	2,73	2,75	2,86	2,71	3,12	3,48	<b>4,19</b>	4,70	<b>4,65</b>	<b>10,9</b>					
		Прирост ВИЭ, % Прирост СЭС+ВЭС, %																-13,52 11,95	-2,86 -0,92					
8	Япония	Все виды ВИЭ	12,16	12,86	10,41	10,07	9,20	10,23	9,01	9,37	9,73	11,20	12,17	<b>11,88</b>	12,78	14,45	16,93	<b>17,44</b>	<b>46,8</b>					
		СЭС и ВЭС	0,20	0,19	0,32	0,35	0,57	0,62	0,66	0,72	0,86	0,91	1,15	<b>1,34</b>	1,99	3,09	4,32	<b>4,87</b>	<b>262,2</b>					
		Прирост ВИЭ, % Прирост СЭС+ВЭС, %																7,52 47,82	13,12 55,43	17,16 39,85	3,01 12,73			
9	Китай	Все виды ВИЭ	20,41	18,47	19,21	16,64	16,18	15,59	15,26	17,74	17,86	18,83	16,95	20,12	<b>20,45</b>	22,79	24,51	<b>25,75</b>	<b>25,9</b>					
		СЭС и ВЭС	0,01	0,01	0,02	0,06	0,09	0,14	0,18	0,44	0,74	1,08	1,55	2,05	<b>2,88</b>	3,27	4,12	<b>5,39</b>	<b>87,1</b>					
		Прирост ВИЭ, % Прирост СЭС+ВЭС, %																11,43 13,44	7,54 26,17	5,06 30,75				
10	Австралия	Все виды ВИЭ	10,08	10,76	9,81	8,54	8,92	9,34	8,71	8,17	7,51	8,63	<b>10,44</b>	10,61	13,30	14,92	13,67	<b>16,86</b>	<b>61,4</b>					
		СЭС и ВЭС	0,00	0,00	0,01	0,05	0,42	0,78	1,12	1,32	1,60	2,17	<b>3,00</b>	3,79	4,72	6,09	6,91	<b>7,91</b>	<b>163,7</b>					
		Прирост ВИЭ, % Прирост СЭС+ВЭС, %																1,61 26,52	25,30 24,40	12,18 28,93	-8,39 13,53	23,38 14,45		
11	Новая Зеландия	Все виды ВИЭ	80,01	77,19	72,59	83,85	71,50	64,24	64,48	<b>65,57</b>	64,24	71,71	73,16	76,04	71,86	74,26	79,12	<b>80,09</b>	<b>22,1</b>					
		СЭС и ВЭС	6,81	7,07	7,07	6,18	7,92	8,97	9,33	<b>10,38</b>	12,14	14,72	16,88	18,26	18,78	19,60	21,87	<b>23,31</b>	<b>124,5</b>					
		Прирост ВИЭ, % Прирост СЭС+ВЭС, %																	-2,03 16,94	11,62 21,28	2,03 14,67	3,93 8,13	-5,49 2,88	3,34 4,38

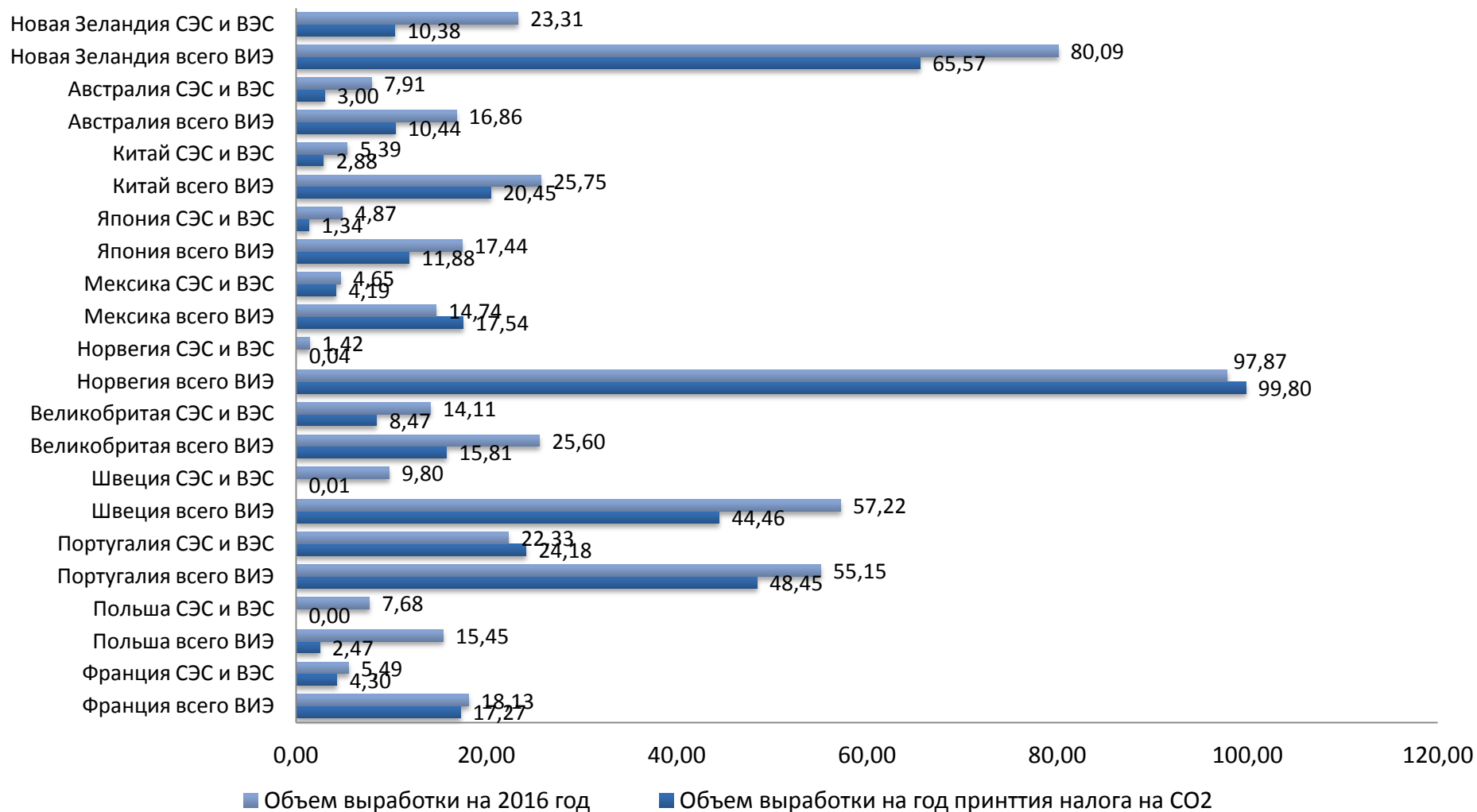


Рисунок 2.15 – Сравнительный анализ изменения объема выработки электроэнергии за счет ВИЭ до принятия государственных мер по регулированию выбросов CO2 и после, в %

Источник: построено автором по данным [113, 114]

Сравнительный анализ изменения объема установленной мощности и доли выработки электроэнергии за счет возобновляемых энергоресурсов до принятия государственных мер по регулированию выбросов CO<sub>2</sub> и после показал, что кончено, нельзя утверждать о прямой зависимости роста доли возобновляемой энергетики в производстве электроэнергии в той или иной стране после принятия углеродных ограничений, но однозначно можно отметить, что в большинстве стран наблюдается положительная динамика увеличения выработки электроэнергии за счет ВИЭ после принятия мер по углеродному регулированию. Поэтому можно с полной уверенностью говорить, что принятие мер по ограничениям за выбросы, будь то налог на CO<sub>2</sub> или система торговли выбросами, несомненно является одним из ключевых факторов развития возобновляемой энергетики в регионах, где такие меры были предприняты.

## **2.5 Оценка перспектив и возможных моделей углеродного регулирования в Российской Федерации**

### **Анализ выбросов парниковых газов в России**

Тенденция перехода на низкоуглеродный путь развития, ограничение и регулирование парниковых выбросов связаны не только с необходимостью реагировать на риски глобального изменения климата, но и со средне- и ближнесрочными социально-экономическими интересами государств. Регулирование выбросов парниковых газов за последнее десятилетие стало важным компонентом не только международной климатической политики, но и внутренней экономической, энергетической и промышленно-технологической политики развитых и ведущих развивающихся стран, важным фактором внешнеэкономической политики и конкуренции, эффективным инструментом стимулирования инвестиций в модернизацию и инновации [115].

В 2015 г. объем совокупного выброса парниковых газов в РФ составлял 2651,2 млн. т CO<sub>2</sub>-экв, что составляет 70,4 % от совокупного выброса 1990 года и 116,2% 2000-ого года, но здесь не учтены показатели абсорбции выбросов от землепользования, лесного хозяйства, а так же изменений в землепользовании. В совокупности выбросы с учетом абсорбции от лесного хозяйства и землепользования объем выбросов составил 2132,2 млн. т CO<sub>2</sub>-экв., что составляет 54,3% от совокупного выброса 1990 года и 111,0% от совокупного выброса 2000 года.

Общая картина изменения объемов выбросов и поглощения парниковых газов по отраслям в РФ отражена на рисунке 2.16.

В период с 1999-2008 гг. прослеживается значительное сокращение выбросов, связанное с экономической обстановкой в стране. 1992-2008 гг. отрезок времени, в который происходит подъем экономики, вследствие совокупного увеличения объемов производства и потребления,. Объемы выбросов на этом этапе стабильно увеличиваются, причем скорость их

роста намного ниже, по сравнению со скоростью их уменьшения в 90-е годы. Начиная с 1990 г. по 1998 г. показатель совокупного выброса уменьшился на 1 539,2 млн. т CO<sub>2</sub>-экв. В промежуток с 2000- 2008 гг. он увеличился всего на 341,6 млн. т CO<sub>2</sub>-экв. В 2009 году, затронувший Россию мировой экономический кризис повлек за собой сокращение объемов выбросов. 2010-2012 гг., можно охарактеризовать как посткризисные, в этот промежуток происходит оживление экономических процессов и выбросы увеличиваются снова. В 2013 г. происходит очередное сокращение парниковых газов (на 2,2% по сравнению с предыдущим годом). С 2013 года совокупный выброс был относительно статичен (рост объемов составил 0,2% в 2014 г. по сравнению с 2013г. и так же 0,2% в 2015 году по отношению к предыдущему году) [116, 117].

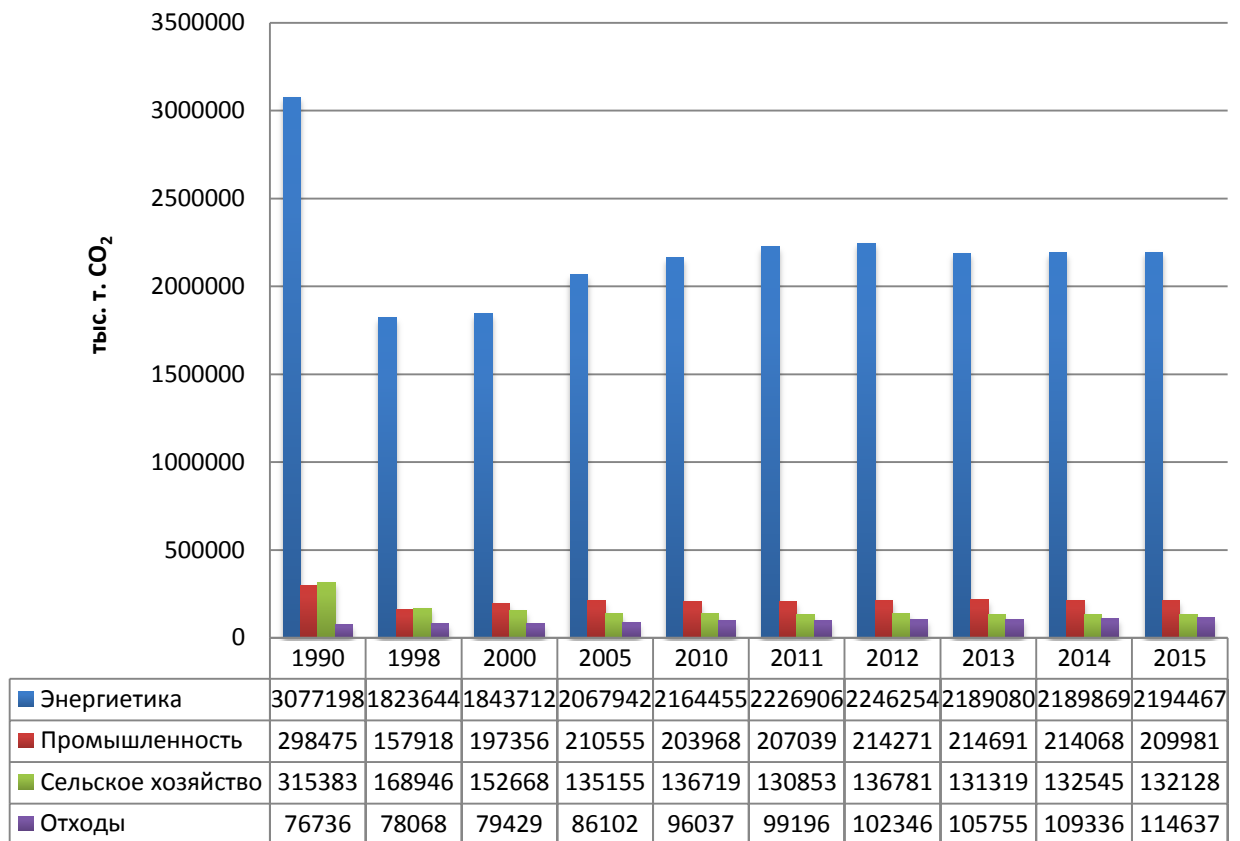


Рисунок 2.16 – Тенденции изменения выбросов парниковых газов в РФ по секторам

Построено автором по данным [117]

Основными драйверами изменения выбросов в Российской Федерации являются общие тенденции развития экономики (интегральным показателем которых является изменение ВВП), изменение энергоэффективности и общей эффективности экономики Российской Федерации, изменение структуры ВВП, сдвиги в структуре топливного баланса. Определенный вклад в изменение выбросов вносят общий тренд и межгодовые колебания температуры воздуха на территории РФ и вызываемые этими факторами изменения энергопотребления [115-116].



На рисунке 2.17 представлена структура Распределение общего выброса парниковых газов (CO<sub>2</sub> эквивалента.)

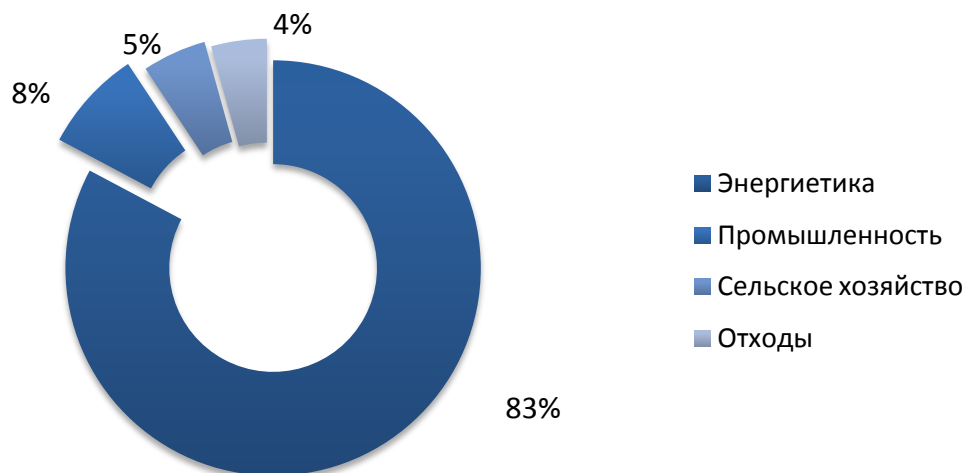


Рисунок 2.17 – Распределение общего выброса парниковых газов (CO<sub>2</sub> эквивалента)

Источник: построено автором по данным [117]

Как видно из графика самый значительный вклад в выбросы ПГ в России приходится на добычу, транспортировку, переработку и использование ископаемого топлива. Перечисленные процессы относятся к категории выбросов, относящихся к сектору «Энергетика» [115].

Однозначно можно утверждать, что наибольший объем выбросов в данном секторе связан с процессами сжигания природного топлива, включающего нефть, нефтяной (попутный) газ, природный газ, горючие сланцы и уголь, а также продукты переработки топлива. Динамика выбросов ПГ энергетическом секторе в период с 2010 по 2015 годы представлена в таблице 2.8. Здесь следует отметить значительный вклад выбросов CH<sub>4</sub>, который характерен в сопутствующих процессах добычи и переработки, а также транспортировке ископаемого топлива.

Рассматривая сектор промышленных процессов и использования продукции, наиболее значительный вклад в общий объем выбросов вносит металлургия, ее доля составила 42,3% в 2015 году. Следом идет химическая промышленность, чья доля составляет чуть более 26 %. Что касается производства минеральных материалов, то вклад данного источника загрязнения составляет 24,3 %. Полная динамика объемов выбросов ПГ по категориям источников и ее структура представлена в таблице 2.9. и на рисунке 2.18.

Таблица 2.8 – Выбросы парниковых газов в секторе «Энергетика», тыс. т CO<sub>2</sub> эквивалента

Категории источников	Газ	1990	1998	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Сжигание топлива	CO <sub>2</sub>	2 265 874	1 308 973	1 299 291	1 341 494	1400912	1446972	1459520	1405248	1414348	1420127
	CH <sub>4</sub>	13691	4504	3556	3888	3686	3765	3740	3333	3404	3466
	N <sub>2</sub> O	9088	4391	4655	5014	4753	5075	5140	5030	5448	5663
Общее от сжигания топлива		2 288 653	1 317 868	1 307 502	1 350 396	1 409 351	1 455 812	1 468 400	1 413 611	1 423 200	1 429 256
Технологические выбросы и утечки	CO <sub>2</sub>	72131	44394	47509	73329	80960	84228	85668	82744	75476	71545
	CH <sub>4</sub>	716234	461268	488579	644026	673932	686644	691959	692508	691002	693487
	N <sub>2</sub> O	180	114	122	191	212	222	227	217	191	179
Общее от тех.выбр.и утечек		788545	505776	536210	717546	755104	771094	777854	775469	766669	765211
<b>Всего</b>		<b>3 077 198</b>	<b>1 823 644</b>	<b>1 843 712</b>	<b>2 067 942</b>	<b>2 164 455</b>	<b>2 226 906</b>	<b>2 246 254</b>	<b>2 189 080</b>	<b>2 189 869</b>	<b>2 194 467</b>

Таблица 2.9 – Выбросы парниковых газов, связанные с промышленными процессами и использованием продукции, тыс. т CO<sub>2</sub> эквивалента

Категории источников	Газ	1990	1998	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Производство минеральных материалов	CO <sub>2</sub>	88 441	32730	40523	50250	50188	53595	53 225	54787	54198	51104
Химическая промышленность	CO <sub>2</sub>	39122	22 663	30 794	34 974	35 006	36 532	35 969	37 498	37492	38955
	CH <sub>4</sub>	359	182	287	370	393	410	408	446	425	449
	N <sub>2</sub> O	4211	2369	3211	4308	5295	5553	5381	5605	5405	5857
	F-газы	37 079	22 520	27 056	19 092	8 690	4 703	14 107	16170	13650	9946
Общее от хим. пром.		80 771	47 734	61 348	58 744	49 384	47 198	55 865	59 719	56 972	55 207
Металлургия	CO <sub>2</sub>	110505	65 706	83 256	91 090	93 281	93 683	90 808	84 364	86008	85350
	CH <sub>4</sub>	92	86	106	120	125	130	132	132	133	136
	F-газы	15091	9 829	9804	6209	3493	3150	3182	3275	2903	3360
Общее от металлургии		125688	75621	93166	97419	96899	96963	94122	87771	89044	88846
Использование растворителей и неэнергетических продуктов из топлива	CO <sub>2</sub>	2 758	911	1 293	1 234	1 124	1 180	1 298	1 206	1503	1650
Другие источники		817	922	1 026	2 908	6 373	8 103	9 761	11 208	12 351	13 174
<b>Всего</b>		<b>298475</b>	<b>157918</b>	<b>197356</b>	<b>210555</b>	<b>203968</b>	<b>207039</b>	<b>214271</b>	<b>214691</b>	<b>214068</b>	<b>209981</b>

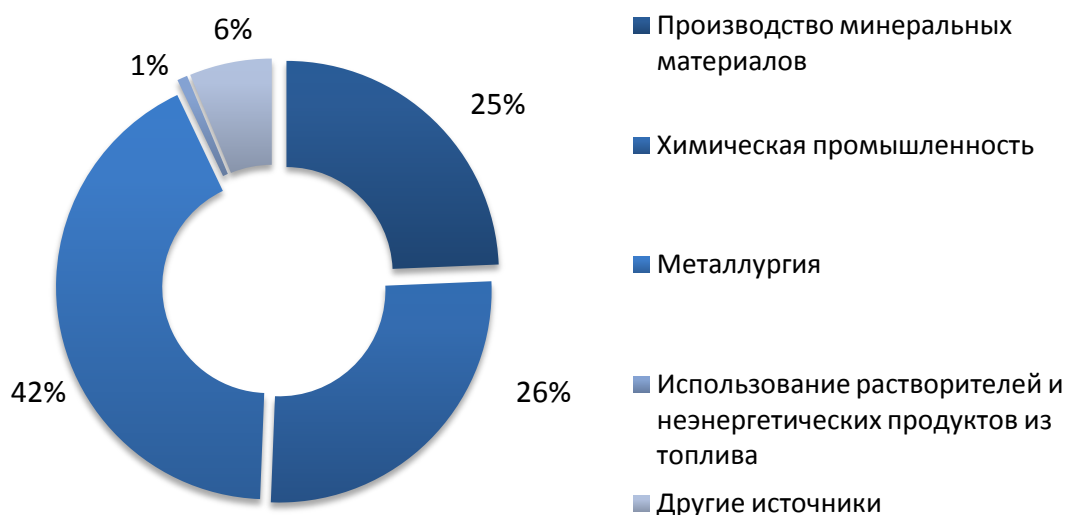


Рисунок 2.18 – Структура выбросов парниковых газов, связанные с промышленными процессами в РФ на 2015 г.

Источник: построено автором по данным [117]

### Меры регулирования выбросов ПГ в России: сценарный прогноз

В своем заявлении в ходе выступления на 21-й конференции сторон РКИК, которая проходила в Париже в декабре 2015 года, Президент РФ Владимир Путин сообщил о намерениях со стороны Российской Федерации уменьшить собственные выбросы ПГ до 70% от уровня 1990 года.

Это национальное обязательство было подтверждено при подписании Российской Федерацией Парижского соглашения в Организации Объединенных Наций в апреле 2016 года. В ноябре 2016 г. Правительство Российской Федерации утвердило план реализации комплекса мер по совершенствованию государственного регулирования выбросов парниковых газов и подготовки к ратификации Парижского соглашения (распоряжение Правительства Российской Федерации от 3 ноября 2016 г. № 2344-р).

План мероприятий предусматривает анализ последствий ратификации Парижского соглашения и подготовку следующих документов:

- проекта национального плана адаптации к неблагоприятным изменениям климата (**июль 2018 г.**),
- модели государственного регулирования выбросов парниковых газов в Российской Федерации (**декабрь 2017 г.**),
- плана по сокращению выбросов парниковых газов в результате обезлесения и деградации лесов, усиления мер по сохранению, устойчивому управлению и увеличению накопления углерода в лесах (**август 2019 г.**),

- проекта стратегии долгосрочного развития с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года (**декабрь 2019 г.**),
- проекта федерального закона о государственном регулировании выбросов парниковых газов (**июнь 2019 г.**),
- проекта указа Президента Российской Федерации об утверждении цели ограничения выбросов парниковых газов к 2030 году и плана по реализации данной цели (**декабрь 2019 г. и март 2020 г.** соответственно),
- оценку социально-экономических последствий ратификации Парижского соглашения (**декабрь 2016 г., 2017 г.**),
- доклад Президенту Российской Федерации о целесообразности ратификации Парижского соглашения (**I квартал 2019 г.**).

К национальным программам и нормативным актам по снижению антропогенных выбросов ПГ и предотвращению изменения климата следует отнести ряд документов:

- Климатическая доктрина Российской Федерации (2009) и Комплексный план ее реализации на период до 2020 года (2011);
- Указ Президента Российской Федерации «О сокращении выбросов парниковых газов» (2013) и план мероприятий по его реализации (2014);
- Концепция формирования системы мониторинга, отчетности и проверки объема выбросов парниковых газов в Российской Федерации (2015);
- Стратегия экологической безопасности Российской Федерации на период до 2025 года (2017).

Комиссия по законопроектной деятельности одобрила законопроект о системе отчетности об объемах выбросов парниковых газов.

Существующая система оценки антропогенных выбросов парниковых газов, функционирование которой обеспечивает Росгидромет, представляет агрегированные оценки выбросов ПГ по видам и категориям источников.

Для формирования эффективной государственной политики по сокращению ПГ, а также реализации мероприятий, связанных со снижением объемов выбросов, с учетом обязательного установления целевых показателей по секторам экономики, действующая система оценки должна быть дополнена системой отчетности и проверки отчетности объемов выбросов парниковых газов на уровне организаций, ответственных за выбросы парниковых газов.

Цель законопроекта – создание нормативной правовой базы для функционирования системы отчетности и проверки отчетности об объемах выбросов парниковых газов в России.

Законопроектом предлагается ввести определения таких понятий как: «парниковые газы», «эмиссия парниковых газов», «источник эмиссии парниковых газов», «поглотитель парниковых газов».

Кроме того, предлагается установить полномочия Правительства России в этой области, в том числе по определению перечня парниковых газов, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды.

Также предлагается расширить содержание программы производственного контроля и сведений о результатах производственного экологического контроля за счёт данных об эмиссии парниковых газов.

Перечень газов, являющихся парниковыми согласно Рамочной конвенции ООН об изменении климата, содержит группы газов, которые не детализированы по конкретным химическим соединениям. При этом этот перечень газов может изменяться на основании предложений сторон Конвенции и Международной группы экспертов по изменению климата. Законопроектом предлагается урегулировать перечень газов, выбросы которых подлежат отражению в отчётности, нормативными правовыми актами Правительства России.

Федеральным законом от 10 января 2002 года №7-ФЗ «Об охране окружающей среды» предусмотрено оказание государственной поддержки хозяйственной или другой деятельности, осуществляемой юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями в целях охраны окружающей среды, а также деятельности по внедрению наилучших доступных технологий и других мероприятий по снижению негативного воздействия на окружающую среду.

Данным законопроектом предлагается расширить направления этой деятельности, дополнив их содействием в мероприятиях, направленных на сокращение эмиссии парниковых газов антропогенного происхождения из источников или увеличение их абсорбции поглотителями парниковых газов, внедрением технологий, обеспечивающих сокращение эмиссии парниковых газов антропогенного происхождения из источников или увеличение их абсорбции поглотителями парниковых газов.

Подготовка проекта модели государственного регулирования выбросов парниковых газов в Российской Федерации осуществляется в рамках утвержденного Правительством Российской Федерации комплекса мер по подготовке к ратификации Парижского соглашения об изменении климата. Она предполагает формирование экономических стимулов для увеличения поглощения парниковых газов и сокращения их выбросов в различных секторах экономики, в том числе в сфере ТЭК. Проект модели разработан Минэкономразвития России совместно с заинтересованными органами власти и экспертным сообществом.

Важную роль в этом процессе должен сыграть топливно-энергетический комплекс. Вместе с тем необходимо обеспечить сбалансированность интересов как государства и общества, так и компаний ТЭК.

В рамках подготовки модели для исключения избыточной нагрузки на бизнес и недопущения дискриминации отечественных компаний на международных рынках необходимо сформировать условия для поступательного развития высокотехнологичных производств в России. Это будет способствовать не только сдерживанию негативного воздействия на климат, но и повышению конкурентоспособности российских компаний на мировой арене.

**Модель регулирования выбросов парниковых газов должна быть взаимоувязана с другими направлениями деятельности государства в различных отраслях экономики.** Среди них:

- повышение топливной экономичности оборудования,
- снижение сжигаемых объемов попутного нефтяного газа,
- повышение энергоэффективности,
- развитие возобновляемой энергетики
- переход отраслей ТЭК на принципы наилучших доступных технологий, стимулирующий компании к применению передовых решений для соблюдения новых технологических и экологических нормативов.

При соблюдении комплексного подхода реализация модели позволит обеспечить модернизацию оборудования, использовать потенциал снижения прямых и косвенных выбросов парниковых газов на различных объектах.

Компаниям ТЭК и экспертному сообществу следует дополнительно проработать и представить в Министерство энергетики России предложения по совершенствованию модели государственного регулирования выбросов парниковых газов в Российской Федерации, для их направления в аккумулированном виде в Минэкономразвития России для дальнейшей доработки документа [118].

Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации был разработан сценарный прогноз объема выбросов парниковых газов на период до 2020 года, а также и на перспективу до 2030 года во исполнение плана мероприятий по обеспечению к 2020 году сокращения объема выбросов парниковых газов до уровня не более 75 % объема указанных выбросов в 1990 году. Прогноз сформирован с учетом анализа текущего уровня, структуры и динамики выбросов парниковых газов, динамики энергопотребления, действующих и потенциальных мер в области ограничения объема выбросов парниковых газов.

Прогнозные значения совокупного выброса парниковых газов в Российской Федерации согласно всем сценариям приведены в таблице 2.10. Сценарий «без мер» приводит к

превышению целевых показателей Российской Федерации на период до 2020 года (без учета сектора землепользования, изменения землепользования и лесного хозяйства (ЗИЗЛХ) на 7,9% и на период до 2030 (с учетом сектора ЗИЗЛХ) на 5,6-10,6%. Сценарий «с мерами» (инерционный) предполагает умеренный рост выбросов (без учета ЗИЗЛХ) по сравнению с уровнем 2017 г., сценарий «с дополнительными мерами» (энергоэффективный) – их плавное снижение. В основу сценария «с мерами» (инерционного) положен сценарий «базовый плюс» проекта долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации, разрабатываемого Минэкономразвития России. В данном сценарии принято допущение, что работают только уже принятые меры политики стимулирования низкоуглеродного развития, включая меры в сфере повышения энергоэффективности, развития атомной энергетики, развития нетрадиционных источников энергии, в сфере управления отходами. Предполагается, что в промышленном секторе замена старых мощностей происходит умеренными темпами и преимущественно на основе наиболее распространенных в настоящее время в мире технологий. Процессы перестройки энергобаланса проходят близко к параметрам «консервативного» сценария Энергетической стратегии России до 2035 года. В этих условиях потребление первичной энергии надолго стабилизируется и выходит на уровни 2011-2012 гг. только к 2027 г. Энергоемкость ВВП снижается к 2030 году на 22% от уровня 2007 г.

Таблиц 2.10 – Сценарии совокупного выброса парниковых газов в Российской Федерации

Сценарий	2020				2030			
	Без учета ЗИЗЛХ		С учетом ЗИЗЛХ		Без учета ЗИЗЛХ		С учетом ЗИЗЛХ	
	млн.т CO <sub>2</sub> -экв.	% от 1990 г.	млн.т CO <sub>2</sub> -экв.	% от 1990 г.	млн.т CO <sub>2</sub> -экв.	% от 1990 г.	млн.т CO <sub>2</sub> -экв.	% от 1990 г.
Без мер	3084,7	81,9	2687,5	68,4	3470,9	92,1	3169,2	80,6
С мерами (инерционный)	2743,0	72,8	2381,6	60,6	2791,9	74,1	2479,9	63,1
С доп. мерами (энерго- эффективный)	2645,0	70,2	2259,8	57,5	2528,2	67,1	2204,8	56,1

На рисунке 2.19 представлены предполагаемые прогнозы совокупного выброса парниковых газов Российской Федерации без учета сектора ЗИЗЛХ.

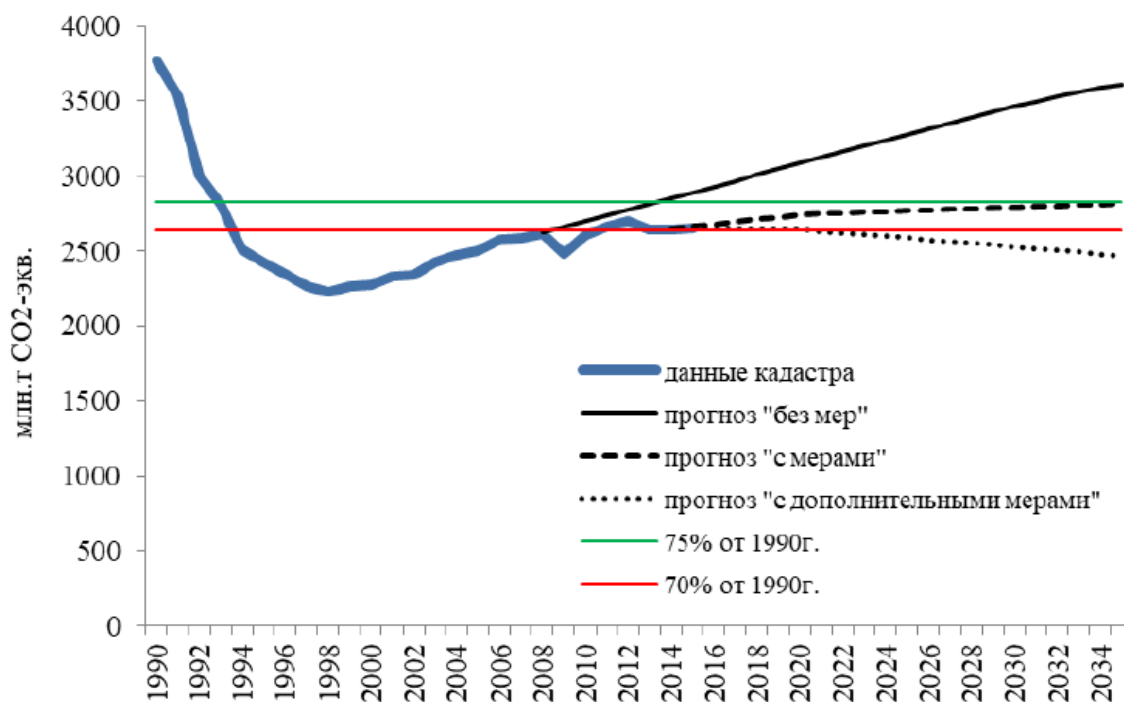


Рисунок 2.19 – Прогнозы совокупного выброса парниковых газов Российской Федерации без учета сектора ЗИЗЛХ, млн. т CO<sub>2</sub> эквивалента

Источник: Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации [115]

В таблице 2.11 и 2.12 приведены данные о выбросах парниковых газов от традиционных и от возобновляемых источников энергии.

Таблица 2.11 – Выбросы от систем на основе ВИЭ за жизненный цикл, г/кВт-ч

	Био-топливо	Малые ГЭС	СФЭУ	СК	ВЭУ
CO <sub>2</sub>	15-27	9	98-167	26-38	7-9
SO <sub>2</sub>	0,06-0,16	0,03	0,2-0,34	0,13-0,27	0,02-0,09
Nox	0,35-2,5	0,07	0,18-0,3	0,06-0,13	0,02-0,06

Таблица 2.12 – Выбросы систем традиционных источников энергии за жизненный цикл, г/кВт-ч

	Уголь	Нефть	Газ	Дизтопливо	Атом
CO <sub>2</sub>	955	818	430	772	0,3
SO <sub>2</sub>	11,8	14,2	-	1,6	0,04
Nox	4,3	4	0,5	12,3	0,32

На рисунке 2.20 показана прогнозная доля снижения выбросов CO<sub>2</sub> от технологий ВИЭ и других энергоэффективных систем на 2025 г. Согласно прогнозу, за счет данных технологий возможно сокращение выбросов на 11Гт CO<sub>2</sub> эквивалента, при этом доля ВИЭ в предотвращении выбросов может достигнуть около 8 Гт.



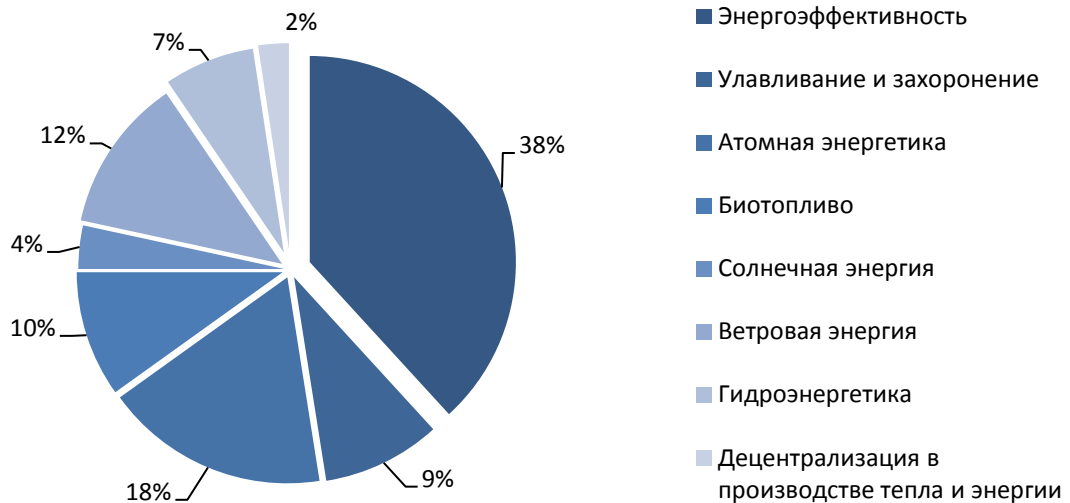


Рисунок 2.20 – Прогнозная доля снижения выбросов CO<sub>2</sub> от технологий ВИЭ и других энергоэффективных систем на 2025 г.

Источник: построено автором по данным [116]

## 2.6. Формирование механизма углеродного регулирования в России: методы и алгоритм

Согласно основной идеи Парижского соглашения, мероприятия по вопросу изменения климата обязаны быть направлены на сокращение выбросов ПГ, а ответственность по созданию и реализации данных мероприятий полностью должно ложиться на национальные правительства. Органам государственной власти в России необходимо сформировать ряд мер, которые смогут соответствовать интересам национальной экономики и при этом они не должны наносить ущерба социально-экономическому развитию страны [112].

Как было сказано ранее, основными реципиентами рисков при реализации соглашения является топливно-энергетический комплекс, а также другие отрасли промышленности, которые характеризуются высоким уровнем энергоемкости производств. При этом не стоит забывать, что именно ТЭК обеспечивает 63% российского экспорта и 27 % от показателя ВВП страны, также необходимо отметить, что за счет топливно-энергетического комплекса в частности нефтяных компаний формируется более 40% доходов в федеральный бюджет [117].

В Аналитическом докладе «Риски реализации Парижского климатического соглашения для экономики и национальной безопасности России», подготовленным Институтом проблем естественных монополий, говорится о возможных отрицательных эффектах от введения в нашей стране каких бы то ни было углеродных ограничений. Ввод углеродного сбора в размере 15 \$ США / т эквивалента CO<sub>2</sub> ежегодно потребует от российского бизнеса и населения выплат в размере 3,2–4,1% ВВП. Формирование углеродного регулирования и появление «безуглеродной» энергетики повлечет за собой скачек цен предположительно на 28–55% для различных категорий потребителей. Углеродное регулирование в виде налогов за

выбросы может стать угрозой для развития Дальнего Востока и Восточной Сибири, а также замещение выбывающих мощностей по добыче нефти и газа [119].

Для того, чтобы определить способы реализации Парижского соглашения, принимая во внимание современное состояние национальной экономики, необходимо провести тщательный анализ связанных с этим процессом рисков для национальной безопасности и социально-экономических последствий [119].

При осуществлении мероприятий по реализации Парижского соглашения, одним из определяющих факторов российской политики в этом вопросе, может стать лесное хозяйство. Ввиду того, что Российская Федерация обладает 20 % мировой площади лесов, и при этом леса Восточной Сибири и Дальнего Востока являются одними из основных поглотителями выбросов CO<sub>2</sub>, но несмотря на это международные методы оценки не в достаточной степени учитывают это поглощение [119].

Не смотря на ряд трудностей и негативных отзывов некоторых экспертов относительно ратификации Парижского соглашения, тем не менее, как было сказано ранее, работа по реализации мер в области углеродного регулирования на территории Российской Федерации уже ведутся, обсуждение ведется на всех уровнях государственной власти, а так же в тесном контакте с представителями российского бизнеса.

Изучив мировой опыт реализации проектов внедрения углеродных налогов и систем торговли выбросами, а также заявления официальных представителей министерства энергетики и представителей российского бизнеса, в настоящей работе были выдвинуты 3 варианта возможных изменений в системе государственного регулирования выбросов CO<sub>2</sub>(рисунок 2.21).

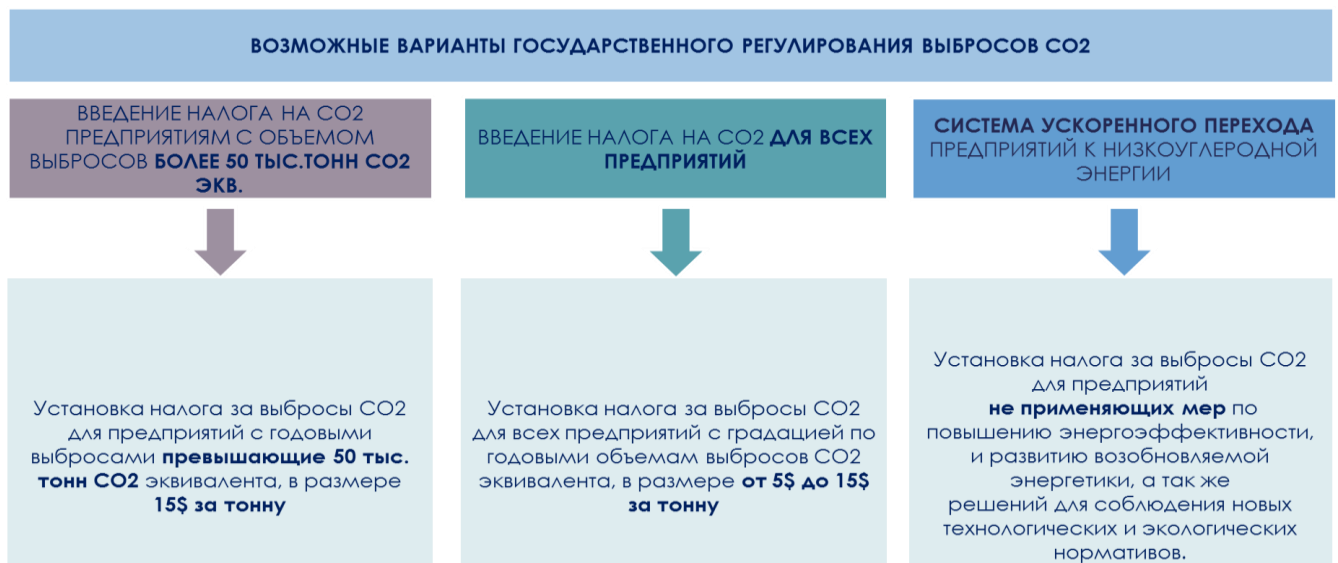


Рисунок 2.21 – Возможные изменения в системе государственного регулирования по выбросам CO<sub>2</sub> в РФ

Источник: построено автором

**1 вариант. Введение налога на выбросы CO<sub>2</sub> предприятиям с объемом выбросов более 50 тыс. тонн CO<sub>2</sub> эквивалента.**

Применение налога за выбросы CO<sub>2</sub> для предприятий с годовыми выбросами превышающие 50 тыс. тонн CO<sub>2</sub> эквивалента, в размере 15\$ за тонну. Данный вариант углеродного регулирования выбросов углекислого газа давно рассматривался на различных уровнях. Государство жёстко фиксирует цену эмиссий и допускает вариацию результирующих объёмов выбросов в зависимости от реакции предприятий на введение налога – у них существует возможность либо по-прежнему осуществлять эмиссию CO<sub>2</sub> в атмосферу, выплачивая налог, либо сокращать свои выбросы, если стоимость данного мероприятия будет ниже выплат в бюджет. И хотя многие аналитики придерживаются негативного мнения относительно введения любых новых налогов, с административной точки зрения этот подход является относительно простым и способствует сокращению бюрократических издержек [112].

В РФ есть ряд компаний, кто активно поддерживает инициативу в установлении углеродного сбора в 15\$ за тонну CO<sub>2</sub> эквивалента. Они объединились в программу «Российское партнерство за сохранение климата», основу этого объединения составили такие компании как: «РусГидро», РУСАЛ, Сбербанк, Роснано и Ингосстрах.

Известно, что одним из самых активных пропагандистов идеи углеродного сбора среди отечественного бизнеса является президент компании РУСАЛ Олег Дерипаска. Такое нововведение он активно отстаивал и на заседаниях Комитета по экологии и природопользованию РСПП (председателем которого, к слову, сам и является), и на Всемирном экономическом форуме в Давосе, и в общении с иностранной прессой.

По мнению президента компании РУСАЛ, единственным эффективным методом, для того, чтобы снизить количество вредных выбросов в атмосферу является глобальный налог на выбросы CO<sub>2</sub>, причем ставка налога должна составлять минимум 15\$ тонну, и взиматься по всему миру, для того чтобы не было конкурентных преимуществ у одних юрисдикций перед другими.

Проведённые расчёты Институтом проблем естественных монополий (ИПЕМ) показывают, что ввод в России углеродного сбора в размере 15 \$ США /т экв. CO<sub>2</sub> потребует ежегодных выплат в размере 42 млрд \$ – это соответствует 2,6–3,3 трлн руб. или 3,2–4,1% ВВП за 2015 г. А если ставка сбора на выбросы составит 35 долл. США /т экв. CO<sub>2</sub>, то объём выплат достигнет 7,5– 9,6% ВВП [119].

Наиболее уязвимые к введению углеродного сбора характеризуются электро- и теплоэнергетика, нефтегазовая отрасль, чёрная металлургия, АПК, а так же добыча угля и торфа, производство удобрений и азотных соединений, производство цемента и алюминиевая промышленность.

## 2 вариант. Введение налога на CO<sub>2</sub> для всех предприятий.

Формирование ставки налога за выбросы CO<sub>2</sub> для всех предприятий с разделением по годовыми объемам выбросов CO<sub>2</sub> эквивалента, в размере от 5\$ до 15\$ за тонну.

В данном варианте предлагается введение налога на CO<sub>2</sub> для всех предприятий энергетического комплекса, а также промышленных предприятий с высоким уровнем выбросов. Возможный вариант разделения налоговой нагрузки будет предложен правительством и цена за выбросы будет варьироваться начиная от 5\$ до 15\$ за тонну CO<sub>2</sub> экв. Цена будет зависеть как от самого источника загрязнения и отрасли промышленности, так и от годового объема выбросов предприятия.

Так как нет определенности в том, какая ставка налога за тонну CO<sub>2</sub> эквивалента будет установлена правительством РФ, сумма выплат предприятиями за свои выбросы может значительно варьироваться.

С учетом выдвинутого предположения возможных изменений в системе государственного регулирования выбросов CO<sub>2</sub>, был произведен расчет возможных дополнительных налоговых нагрузок на примере проекта «Светлое» АО «Полиметалл».

Эксплуатационные затраты связанные с потреблением дизельного топлива необходимого для энергообеспечения м/р Светлое составляют более 183 миллионов рублей в год, а общие затраты на весь период по плану составят около 2.3 млрд. рублей. (таблица 2.13)

Таблица 2.13 – Показатели затрат на энергообеспечение проекта «Светлое» (АО «Полиметалл»)

Наименование	Годовой расход дизельного топлива, т	Общий расход дизельного топлива за весь период (2017-2029 гг.), т	Цена, руб.	Итого, млн. руб. в год	Общие затраты за весь период (2017-2029 гг.), млн. руб.
Расход топлива на выработку электроэнергии при выемке горной массы в карьере	380	4930	38000	14.4	187.3
Расход дизельного топлива для выработки энергии для кучного выщелачивания и вспомогательных служб ГОКа	3320	41707	38000	126	1584.8
Эксплуатационные затраты комплекса кучного выщелачивания и вспомогательных служб	1130	14185	38000	42.9	539
<b>Итого:</b>	<b>4830</b>	<b>60822</b>		<b>183.5</b>	<b>2311.2</b>

Годовой расход дизельного топлива для ДЭС составляет 4830 т, при пересчете это получается 10490,76 т CO<sub>2</sub> эквивалента. Следовательно, если налоговые ограничения будут

введены, то предприятие понесет дополнительную налоговую нагрузку. Если принимать во внимание, что такие меры будут предприняты с 2020 года, то ежегодные платежи за выбросы CO<sub>2</sub> могут составлять от 3 до 9 млн. рублей, это если придерживаться варианта с максимальной ставкой в 15\$ за тонну CO<sub>2</sub> экв., а если предположить, что ставка может расти и дальше, то сумма будет значительно выше. Таким образом, затраты на обеспечение электроэнергией, в статье расходов на дизельное топливо еще возрастут на 5%, что за весь период отработки месторождения может достигнуть суммы в 81 млн. рублей (таблица 2.14).

Таблица 2.14 – Пример расчета затрат на уплату налогов за выбросы CO<sub>2</sub> проекта «Светлое» (АО «Полиметалл»)

Ставка налога, \$ за т CO <sub>2</sub> экв.	Сумма ежегодного налога, \$	Сумма ежегодного налога, руб.	Сумма налога за весь период (2020-2029 гг.), руб.	Увеличение удельных годовых затрат, %
5	52450	2 989 650,00р.	26 906 850,00р.	1,63
10	104900	5 979 300,00р.	53 813 700,00р.	3,26
<b>15</b>	<b>157350</b>	<b>8 968 950,00р.</b>	<b>80 720 550,00р.</b>	<b>4,89</b>
20	209800	11 958 600,00р.	107 627 400,00р.	6,52
25	262250	14 948 250,00р.	134 534 250,00р.	8,15

### **3 вариант. Система ускоренного перехода предприятий к низкоуглеродной энергии.**

Предлагаемая система предусматривает установку единого налога на выбросы CO<sub>2</sub> в размере 15\$ за тонну CO<sub>2</sub> эквивалента для всех предприятий энергетического и промышленного секторов. Налог будет взиматься с предприятий, которые не предпринимают мер по повышению энергоэффективности, развитию возобновляемой энергетики, а так же решений для соблюдения новых технологических и экологических нормативов, ориентируясь на обязательства связанные с Парижским соглашением, и не превышать уровень 1990 г. на 70 %. Для этого, необходимо ввести строгую отчетность по выбросам CO<sub>2</sub> и других парниковых газов для всех предприятий, как говорилось ранее, данная методика уже рассмотрена правительством. Установленная норма снижения показателей по выбросам распределяется на все источники загрязнений, т.е. например, для соблюдения необходимого уровня, нужно сократить выбросы на 10% , следовательно каждая компания, должна в течении следующего периода принять меры по сокращению своих локальных выбросов на 10% , и если результат будет достигнут, компания освобождается от уплаты общего налога за выбросы CO<sub>2</sub>.

Для скорейшего достижения необходимого уровня по снижению выбросов CO<sub>2</sub>, государству необходимо дополнительно стимулировать компании, что бы те, в свою очередь предпринимали меры по повышению энергоэффективности и сокращению своих выбросов ПГ. Для этого необходимо создать рынок так называемых «свободных сертификатов». Как уже

говорилось ранее, налоговая нагрузка, связанная с выбросами CO<sub>2</sub>, безусловно должна подталкивать компании к модернизации и принятию определенных возможных решений по снижению выбросов, дабы избежать этой нагрузки, но эти меры могут оказаться для многих предприятий весьма дорогостоящими и экономически просто нецелесообразными, и при этом, установленный налог, может также весьма отрицательно сказаться на финансовых показателях компании.

Что стоит понимать под «свободными сертификатами»: компания получает от государства «свободные сертификаты» за разницу от установленного обязательного уровня сокращения выбросов и произведенными компанией мер по сокращению. К примеру, государством был установлен обязательный уровень сокращения выбросов на 10%, в компании произвели мероприятия благодаря которым удалось сократить выбросы CO<sub>2</sub> на 18%, следовательно от государства, компания получает сертификаты на тот процент (объем) на который они превысили обязательные требования, в данном случае он равен 8%.

Для получения «свободных сертификатов» компания подает отчет о проделанной работе в Контролирующий орган, который выпускает сертификаты и ведёт их реестр.

В дальнейшем компания может выставить на свободный аукцион свои свободные сертификаты, тем самым компенсируя часть своих затрат, за счет других компаний, которые не предпринимали мер по сокращению. При этом многим компаниям будет выгоднее приобретать «свободные сертификаты» на аукционе, так как стоимость этих сертификатов не будет превышать установленной ставки налога, тем самым компания сможет выгоднее для себя закрыть углеродные издержки.

Ряд ограничений связанных с реализацией «свободных сертификатов»:

1. Цена продажи сертификата не может превышать 75% от ставки налога на выбросы CO<sub>2</sub> (т.е. при ставке налога равной 15\$ за т CO<sub>2</sub> эквивалента, стоимость сертификата не может быть выше 11,25 \$ т CO<sub>2</sub> эквивалента)

2. Объем замещения «свободными сертификатами» обязательств перед государством по сокращению выбросов не должен превышать 75% от общего объема выбросов. (т.е. при ежегодных выбросах в 50 тыс. т CO<sub>2</sub> эквивалента, компания может приобрести сертификаты на объем не превышающий 37,5 тыс. т CO<sub>2</sub> эквивалента)

3. Ежегодная переоценка целевого показателя сокращений выбросов CO<sub>2</sub> (т.е. контролирующий орган, ведущий реестр по выбросам CO<sub>2</sub>, ежегодно переустанавливает целевой показатель необходимого уровня снижения выбросов, на следующий период. К примеру, если за год было произведено больше операций по сокращению выбросов, чем рост промышленного производства и общий уровень выбросов сократился, то на следующий период снижается и целевой показатель сокращения.

4. Сам сертификат имеет не бумажный вид, а электронную отметку в реестре контролирующего органа. Тем самым, ведется электронный учет, и есть возможность оперативного изменения показателей, по результатам отчетности компаний.

В таблице 2.15 представлены возможные эффекты участников предлагаемой системы регулирования выбросов CO<sub>2</sub>.

Таблица 2.15 – Возможные эффекты участников системы регулирования выбросов CO<sub>2</sub>

Государство	Компания, сократившая выбросы CO <sub>2</sub>	Компания, не предпринявшая мер по сокращению
1) Стимулирование компаний в виде поощрения за перевыполнение плана по сокращению выбросов, и предоставление «свободный сертификатов» 2) Выполнение обязательств перед мировым сообществом по сокращению выбросов и собственного национального плана. 3) Сбор налога за выбросы от компаний, не предпринявших мер, и направление этих средств на реализацию целевых программ по сокращению выбросов ПГ, в том числе поддержку ВИЭ. 4) Сбор налога на прибыль от продажи «свободных» сертификатов между компаниями.	1) Внедрение инновационных, высокотехнологичных и экологически чистых технологий. 2) Выполнение обязательств по сокращению выбросов 3) Продажа свободных сертификатов другой компании или передача своей дочерней 4) Частичный возврат собственных затрат на проведение мер по сокращению выбросов 5) Уплата налога на прибыль от продажи сертификатов 6) Статус «зеленой» компании. Повышение социально-корпоративного имиджа компании.	1) Покупка свободных сертификатов, частичное закрытие (до 75%) обязательств перед государством по сокращению выбросов 2) Экономия издержек связанных с углеродным налогом 3) Уплата налога за оставшийся объем выбросов CO <sub>2</sub> (25%), вклад в развитие целевых программ по сокращению ПГ. 4) Экономия на налоге на прибыль, за счет приобретения «свободных» сертификатов.

Более подробно алгоритм реализации предлагаемой системы представлен на схеме (рисунок 2.22).

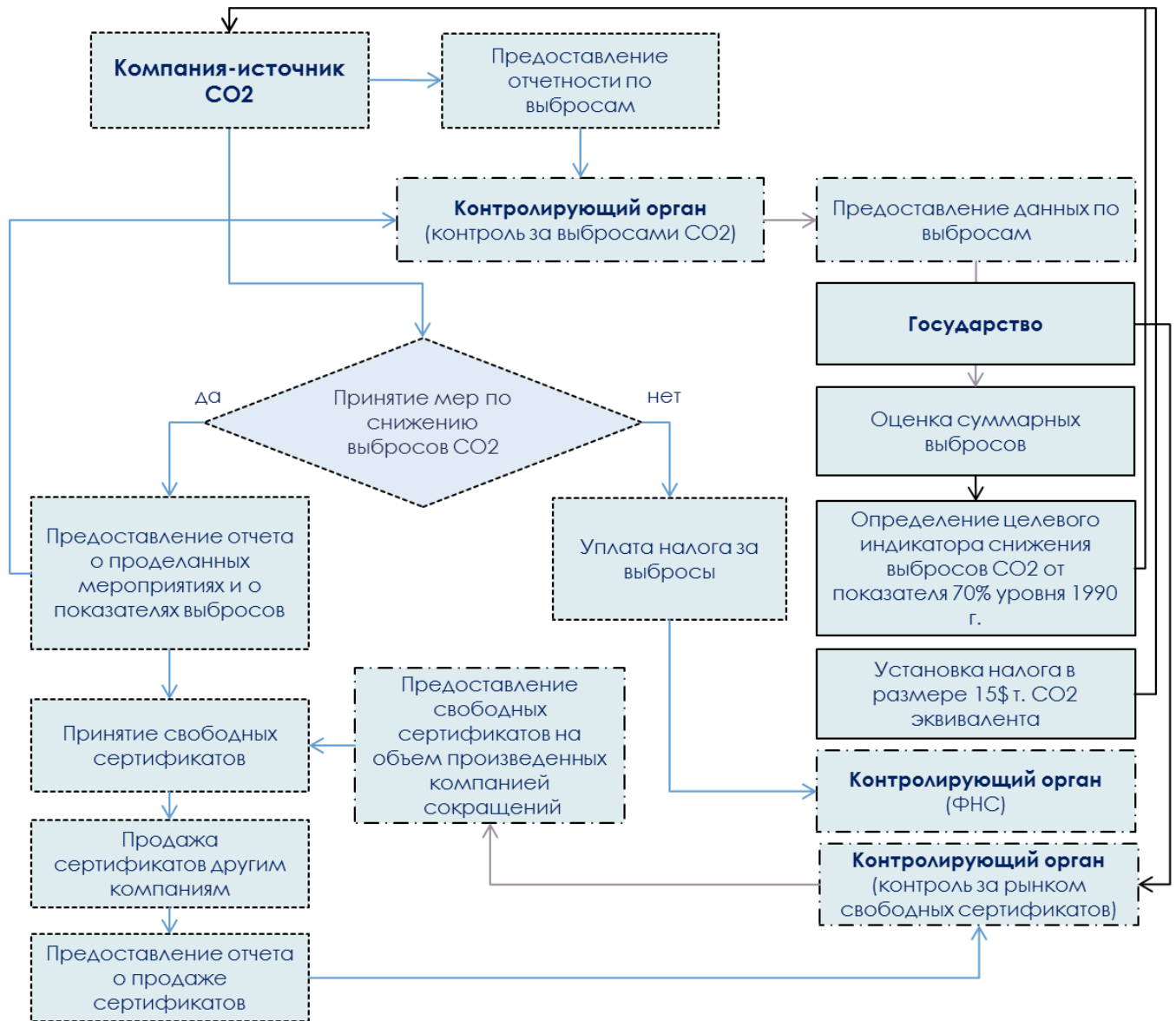


Рисунок 2.22 – Система государственного регулирования выбросов CO<sub>2</sub> посредством использования углеродных рыночных инициатив

Источник: построено автором

Таким образом, «свободный сертификат» представляет собой новый инструмент регулирования электроэнергетического рынка в России и его применение возможно для решения различных целей и задач, главным образом, имеющих отношение, к сокращению выбросов ПГ в стране, а также развитие высокотехнологичных и энергоэффективных производств и потребление энергии на основе возобновляемых источников энергии:

- служит инструментом статистического учета объемов сокращений выбросов CO<sub>2</sub> в атмосферу;

- сертификат документирует экологическую, и соответствующую экономическую ценность энергии от применения ВИЭ, признанную и подтвержденную государством;



-служит инструментом статистического учета объёмов производства энергии на основе ВИЭ с учётом разных технологий генерации;

- обеспечивает оценку степени достижения национальных целей в сфере сокращения выбросов ПГ, развитию возобновляемой энергетики, а также повышению энергоэффективности производств и ресурсосбережения;

-обеспечивает увеличение потребления энергии на базе ВИЭ.

### **Определение уровня сокращения выбросов CO<sub>2</sub>**

Для определения необходимого уровня снижения выбросов CO<sub>2</sub> для каждого источника, необходимо отталкиваться от общего уровня сокращения. Для этого будем исходить от показателей уровня 1990 г. , общие выбросы ПГ составляли 3767, 8 МтCO<sub>2</sub>э.. Соответственно заданный уровень в 70% составляет – 2637,46 Мт CO<sub>2</sub>э, а 75 % будут равны - 2825,85 Мт CO<sub>2</sub> эквивалента.

При определении необходимых показателей будем ориентироваться на прогноз составленный Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации. (см. выше таблица 2.10 )

Обязательная ставка снижения выбросов должна быть установлена в соответствии с прогнозным увеличением выбросов парниковых газов в стране.

Прогнозные расчеты необходимого уровня сокращения выбросов ПГ по секторам экономики представлены в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Прогнозные расчеты необходимого уровня сокращения выбросов ПГ

		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1 сценарий - прогноз выбросов Мт CO <sub>2</sub> экв.		3084,7	3123,32	3161,94	3200,56	3239,18	3277,8	3316,42	3355,04	3393,66	3432,28	3470,9
Прогнозный уровень в % от 1990 г.		81,9	82,9	83,9	84,9	86,0	87,0	88,0	89,0	90,1	91,1	92,1
<b>70% от 1990 г.            2637,46 Мт CO<sub>2</sub> экв.</b>												
<b>Необходимый объем сокращений, Мт CO<sub>2</sub> экв.</b>		<b>447,24</b>	<b>485,86</b>	<b>524,48</b>	<b>563,1</b>	<b>601,72</b>	<b>640,34</b>	<b>678,96</b>	<b>717,58</b>	<b>756,2</b>	<b>794,82</b>	<b>833,44</b>
<b>Необходимый объем сокращений в %</b>		<b>14,50</b>	<b>15,56</b>	<b>16,59</b>	<b>17,59</b>	<b>18,58</b>	<b>19,54</b>	<b>20,47</b>	<b>21,39</b>	<b>22,28</b>	<b>23,16</b>	<b>24,01</b>
Энергетика	82,77	370,2	402,2	434,1	466,1	498,1	530,0	562,0	594,0	625,9	657,9	689,9
Промышленность	7,92	35,4	38,5	41,5	44,6	47,7	50,7	53,8	56,8	59,9	63,0	66,0
Сельское хозяйство	4,98	22,3	24,2	26,1	28,1	30,0	31,9	33,8	35,8	37,7	39,6	41,5
Отходы	4,32	19,3	21,0	22,7	24,3	26,0	27,7	29,4	31,0	32,7	34,4	36,0
<b>75% от 1990 г.            2825,85 Мт CO<sub>2</sub> экв.</b>												
<b>Необходимый объем сокращений Мт CO<sub>2</sub> экв.</b>		<b>258,85</b>	<b>297,47</b>	<b>336,09</b>	<b>374,71</b>	<b>413,33</b>	<b>451,95</b>	<b>490,57</b>	<b>529,19</b>	<b>567,81</b>	<b>606,43</b>	<b>645,05</b>
<b>Необходимый объем сокращений в %</b>		<b>8,39</b>	<b>9,52</b>	<b>10,63</b>	<b>11,71</b>	<b>12,76</b>	<b>13,79</b>	<b>14,79</b>	<b>15,77</b>	<b>16,73</b>	<b>17,67</b>	<b>18,58</b>
Структура по отраслям, %												
Энергетика	82,77	214,3	246,2	278,2	310,2	342,1	374,1	406,1	438,0	470,0	502,0	533,9
Промышленность	7,92	20,5	23,6	26,6	29,7	32,7	35,8	38,9	41,9	45,0	48,0	51,1
Сельское хозяйство	4,98	12,9	14,8	16,7	18,7	20,6	22,5	24,4	26,4	28,3	30,2	32,1
Отходы	4,32	11,2	12,9	14,5	16,2	17,9	19,5	21,2	22,9	24,6	26,2	27,9
2 сценарий - прогноз выбросов CO <sub>2</sub> Мт CO <sub>2</sub> экв.		2743	2747,89	2752,78	2757,67	2762,56	2767,45	2772,34	2777,23	2782,12	2787,01	2791,9
Прогнозный уровень в % от 1990 г.		72,8	72,9	73,1	73,2	73,3	73,5	73,6	73,7	73,8	74,0	74,1
<b>70% от 1990 г.            2637,46 Мт CO<sub>2</sub> экв.</b>												
<b>Необходимый объем сокращений Мт CO<sub>2</sub> экв.</b>		<b>105,54</b>	<b>110,43</b>	<b>115,32</b>	<b>120,21</b>	<b>125,1</b>	<b>129,99</b>	<b>134,88</b>	<b>139,77</b>	<b>144,66</b>	<b>149,55</b>	<b>154,44</b>
<b>Необходимый объем сокращений в %</b>		<b>3,85</b>	<b>4,02</b>	<b>4,19</b>	<b>4,36</b>	<b>4,53</b>	<b>4,70</b>	<b>4,87</b>	<b>5,03</b>	<b>5,20</b>	<b>5,37</b>	<b>5,53</b>
Структура по отраслям, %												
Энергетика	82,77	87,4	91,4	95,5	99,5	103,5	107,6	111,6	115,7	119,7	123,8	127,8
Промышленность	7,92	8,4	8,7	9,1	9,5	9,9	10,3	10,7	11,1	11,5	11,8	12,2
Сельское хозяйство	4,98	5,3	5,5	5,7	6,0	6,2	6,5	6,7	7,0	7,2	7,5	7,7
Отходы	4,32	4,6	4,8	5,0	5,2	5,4	5,6	5,8	6,0	6,3	6,5	6,7
<b>75% от 1990 г.            2825,85</b>		<b>-82,85</b>	<b>-77,96</b>	<b>-73,07</b>	<b>-68,18</b>	<b>-63,29</b>	<b>-58,4</b>	<b>-53,51</b>	<b>-48,62</b>	<b>-43,73</b>	<b>-38,84</b>	<b>-33,95</b>

Таблица 2.17 – Расчет необходимого сокращения выбросов CO<sub>2</sub> на примере проекта «Светлое» (АО «Полиметалл»)

		Необходимая доля сокращения CO <sub>2</sub> для соответствия уровня									
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1 сценарий 70% от уровня 1990 г.	%	14,50	15,56	16,59	17,59	18,58	19,54	20,47	21,39	22,28	23,16
	т CO <sub>2</sub> экв.	1520,91	1631,81	1740,01	1845,59	1948,65	2049,29	2147,58	2243,61	2337,46	2429,19
	т у.т.	700,2	751,3	801,1	849,7	897,2	943,5	988,8	1033,0	1076,2	1118,41
1 сценарий 75% от уровня 1990 г.	%	8,39	9,52	10,63	11,71	12,76	13,79	14,79	15,77	16,73	17,67
	т CO <sub>2</sub> экв.	880,26	999,08	1115,01	1228,13	1338,56	1446,38	1551,70	1654,59	1755,13	1853,42
	т у.т.	405,3	460,0	513,4	565,4	616,3	665,9	714,4	761,8	808,1	853,32
2 сценарий 70% от уровня 1990 г.	%	3,85	4,02	4,19	4,36	4,53	4,70	4,87	5,03	5,20	5,37
	т CO <sub>2</sub> экв.	403,61	421,56	439,45	457,27	475,03	492,73	510,36	527,93	545,44	562,89
	т у.т.	185,8	194,1	202,3	210,5	218,7	226,9	235,0	243,1	251,1	259,16

Из таблицы 2.17 видно, что показатели необходимо уровня снижения выбросов для проекта «Светлое» будут варьироваться в зависимости от общего уровня по стране. Среднее значение снижения выбросов CO<sub>2</sub>, исходя из прогнозов, может находиться в районе 14% (14,24%). Как следствие, данный критерий снижения, при установке такового со стороны государства, обяжет компанию сократить свои выбросы на 1500 т CO<sub>2</sub> эквивалента, что в переводе на дизельное топливо составит порядка 700 т.

Ниже представлен комплекс мер, который способствует сокращению выбросов парниковых газов, а также увеличению показателя энергоэффективности:

1. Меры по повышению энергоэффективности, в частности, приобретение и установка нового технологичного и более эффективного оборудования на энергостанциях (потенциал сокращения выбросов – 600-700 млн. т CO<sub>2</sub>, потенциал экономии энергии – 440 млн. т.у.т.).

2. Изменения в структуре топливного баланса. Использование альтернативных технологий в энергетике, в первую очередь использование возобновляемых энергетических ресурсов, которые смогут заменить электростанции работающие на ископаемом топливе. (потенциал сокращения выбросов -250 млн. т CO<sub>2</sub>) [125-127].

3. Изменения в технологических процессах. Эти меры включают усовершенствование технологических процессов в промышленном секторе и в области утилизации и обращения с отходами, что влечет за собой ощутимое сокращение выбросов парниковых газов (потенциал сокращения выбросов – 50 млн. т CO<sub>2</sub>).

4. Улавливание и хранение CO<sub>2</sub>. Применяют к крупным источникам выбросов CO<sub>2</sub> (нефтяная отрасль), а также при производстве электроэнергии и тяжелой промышленности. (потенциал сокращения выбросов – 100 млн т CO<sub>2</sub>) [128-130].

## ВЫВОДЫ ПО 2 ГЛАВЕ

1. Динамика развития определенных энергетических технологий в значительной мере зависит от уровня государственной поддержки, которая должна выражаться в инструментах, способствующих их продвижению. В ходе оценки мирового опыта государственной поддержки ВИЭ и имеющейся законодательной базы в России, можно с уверенностью сказать, что государство должно быть готовым к непрерывному мониторингу энергетического рынка и оперативным, но рациональным действиям в соответствии с наиболее вероятными прогнозами. В случае несвоевременного изменения законодательства с происходящими процессами, эффективное развитие ВИЭ невозможно. Сейчас вопрос выбора наиболее результативного механизма поддержки ВИЭ стал актуальным и для России: с 2013-го г. после долгого периода неопределенности наша страна сделала первые практические шаги в развитии возобновляемой энергетики. Принципиальное решение о поддержке ВИЭ закреплено в «Энергетической стратегии на период до 2035 г.».

2. Основной антропогенной причиной признанного в мире факта глобального потепления, являются выбросы парниковых газов, происходящие вследствие генерации электрической и тепловой энергии с использованием ископаемых топлив. Регулирование выбросов парниковых газов за последнее десятилетие стало важным компонентом не только международной климатической политики, но и внутренней экономической, энергетической и промышленно-технологической политики развитых и ведущих развивающихся стран, важным фактором внешнеэкономической политики и конкуренции, эффективным инструментом стимулирования инвестиций в модернизацию и инновации.

3. Ратификация Парижского соглашения в России намечена на 2019–2020 годы, что предопределяет необходимость формирования механизма углеродного регулирования. В ходе анализа методов регулирования выбросов CO<sub>2</sub> в мире сделан вывод о том, что модель регулирования выбросов парниковых газов должна быть взаимоувязана с другими направлениями деятельности государства в различных отраслях экономики такими как: повышение энергоэффективности, повышение топливной экономичности оборудования, развитие возобновляемой энергетики, переход отраслей ТЭК на принципы наилучших доступных технологий, стимулирующий компании к применению передовых решений для соблюдения новых технологических и экологических нормативов.

4. На основании данных Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации были спрогнозированы и рассчитаны показатели необходимого уровня сокращения выбросов ПГ в стране. На основании этих данных были рассмотрены варианты возможных изменений в системе государственного регулирования по выбросам CO<sub>2</sub>, а также предложена собственная система ускоренного перехода предприятий к низкоуглеродной энергии.

5. На основе анализа мирового опыта углеродного регулирования, посредством введения налога на  $\text{CO}_2$ , выявлена преимущественно устойчивая тенденция роста доли установленной мощности возобновляемых источников энергии в энергетических балансах анализируемых стран. Усиление мер со стороны государства по сокращению выбросов ПГ, стимулирует развитие производства и эксплуатации электростанций на основе возобновляемых энергетических ресурсов. Такая динамика наблюдается во многих развитых странах. Изменения, происходящие в мировой и отечественной экономике, существенно влияют на траекторию развития возобновляемых источников в энергетическом комплексе России. При реализации одного из направлений развития, следует учитывать зависимость от внутренних и внешних условий, которые могут привести как к широкомасштабному развитию возобновляемой энергетики, так и к ситуации, при которой возобновляемые энергетические ресурсы будут использоваться только для решения узких задач электро- и теплоснабжения.

6. Формирование экономического механизма использования возобновляемых энергетических ресурсов на предприятиях горнопромышленного комплекса следует осуществлять на основе создания системы углеродного регулирования, которая включает введение налога на  $\text{CO}_2$  с использованием рынка «свободных сертификатов», а также обосновывает возможные эффекты участников системы регулирования выбросов  $\text{CO}_2$ .

## **ГЛАВА 3 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В ГОРНОПРОМЫШЛЕННОМ КОМПЛЕКСЕ В УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТАННОГО МЕХАНИЗМА УГЛЕРОДНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ**

### **3.1 Методические принципы формирования технико-экономической модели обосновывающей прогнозные параметры энергообеспечения с использованием ВИЭ**

Актуальность создания автономных энергоисточников на базе ВИЭ обусловлена необходимостью оптимизации затрат при энергообеспечении объектов горнопромышленного комплекса, расположенных вне систем центрального энергообеспечения, требованиями законодательства в части энергосбережения и повышения эффективности использования природных ресурсов и возможных налоговых ограничений на выбросы CO<sub>2</sub>, а также требованиями импортозамещения изделий зарубежных производителей современными энергоустановками российского производства [131].

Принимая во внимание тот факт, что производство электроэнергии данным типом установок не может обходиться без дополнительных резервных источников, для энергосистем на базе возобновляемых энергетических ресурсов подходит понятие – энергокомплекс, включающий в себя расположенных в непосредственной близости друг от друга энергоустановок, предназначенных для выработки одного или нескольких видов энергии, оснащенные при этом системами автоматизированной работы, позволяющей вести учет и контроль за рациональным использованием энергоресурсов [131-133].

Энергокомплексы на базе возобновляемых энергетических ресурсов могут выполнять целый ряд наиважнейших задач при организации производственного процесса, таких как:

1. выработка и распределение вырабатываемой энергии;
2. повышение живучести системы энергообеспечения за счет гибкого управления режимом работы энергоустановок в составе энергокомплекса;
3. снижение удельного расхода традиционных энергоресурсов;
4. снижение удельных эксплуатационных расходов;
5. снижение негативного влияния на экологию, сокращение выбросов ПГ;
6. оптимизация (а зачастую и снижение) и рациональное распределение капитальных затрат за счет возможности первоочередного строительства и ввода в работу и последующего поэтапного развития [136].

Для экономической оценки целесообразности использования возобновляемых источников энергии с определением потенциала внедрения подобных технологий на

промышленных объектах была разработана прогнозная модель экономической эффективности, учитывающую возможные технологические и институциональные изменения.

При создании прогнозной модели экономической эффективности, учитывающую возможные технологические и институциональные изменения первым делом были определены и описаны факторы, критерии и их параметры с распределением значимости (веса) каждого из значений, взаимосвязи и зависимости.

### 1 этап. Возможность применения технологий энергообеспечения на основе ВИЭ в определенных географических условиях

Как отмечалось ранее, валовой потенциал считается на основе всех природных ресурсов возобновляемой энергетики, в принципе доступных на территории применения таких систем генерации: средние скорости ветра на территории всей страны, уровень инсоляции и т. д.

В предлагаемой модели рассматривается так называемый географический фактор (Ф.1.), описываемый двумя критериями: климатический (К.1.1) и территориальный (К.1.2). Каждый из критериев описывается рядом параметров (П.1.1.1-П.1.2.3).

Описание географического фактора представлено на рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 – Описание географического фактора (построено автором)

**Климатический (К.1.1) критерий принятия решения** включает в себя:

- П. 1.1.1 – При оценке целесообразности использования и эффективности применения солнечных электростанций необходимо учитывать такие параметры как: **количество**



**солнечной радиации, поступающей на поверхность (Вт / м<sup>2</sup>), среднесуточная продолжительность световой активности (ч).**

- П. 1.1.2 – При оценке целесообразности использования и эффективности применения ветрогенераторов необходимо учитывать следующие критерии: **показатели ветровой активности**, а именно:

1. Для эффективной работы ветрогенераторов, необходим стабильный поток ветра со скоростью от 7 м/с. При таких характеристиках ветровой активности ветроустановки могут использоваться в качестве базового источника энергии.

2. При среднегодовой скорости ветра равной от 4 до 7 м/с, эффективная работа ветроустановок может обеспечиваться только при наличии резервного или вспомогательного источника энергии.

3. В том случае, если среднегодовая скорость ветра менее 4 м/с, применение ветроустановок нецелесообразно [56].

Наиболее качественная оценка данного параметра может быть достигнута путем применения **Методики 3-х уровневой оценки ветроэнергетических ресурсов при недостаточной климатической информации** [136].

На *первом этапе*, согласно данной модели, осуществляется предварительная оценка возобновляемых энергетических ресурсов и выбор перспективной области, при этом оценка происходит на основании анализа карт ветров России, кадастровых и интегральных оценок и климатических справочников.

На следующем уровне оценки ветроэнергетических ресурсов - региональном этапе, необходимо произвести мезомасштабное моделирование ветрового потока. При моделировании используются спутниковые данные скорости и направления ветра; мезомасштабная цифровая модель рельефа (разрешение до 10 км), а также цифровая модель шероховатости (разрешение 0,5-10 км). По итогам данных операций достоверность данных достигает 85-90% [136].

На *втором уровне* (региональном), после выбора перспективного района производится мезомасштабное численное моделирование ветрового потока на произвольной высоте над уровнем земли. Для моделирования необходимо использовать спутниковые данные о скорости и направлении ветра; мезомасштабную цифровую модель рельефа с разрешением до 10 км, а также цифровую модель шероховатости с разрешением 0,5–10 км. На данном этапе достоверность показатель достигает уровня 85-90% [136].

На *третьем уровне*, автором предлагается проведение микромасштабного моделирования ветрового потока. Для повышения точности микромасштабного моделирования и оценки ресурсов в конкретном месте размещения энергокомплекса используются данные реанализа из специализированных зарубежных баз данных MERRA, CFSR и др., спутниковых

наблюдений NCAR/NCEP и баз цифровых моделей рельефа и шероховатости поверхности земли Global Mapper, NASA SRTM, European Environment Agency и др. Микромасштабное моделирование производится в современном программном комплексе WindPRO [100]. При этом уровень достоверности показателей повышается до 90-95%.

- П. 1.1.2 – **Другие различные погодные и метеорологические условия.** Температура воздуха (°C) Количество осадков (мм / час), количество и глубина снежного покрова, доля облачного покрова, плотность воздуха, атмосферное давление и др. Эти параметры необходимы для определения условий для выбора типа энергоустановок, так как по своим техническим характеристикам они имеют различия с точки зрения ограничений работы (например, критическая температура воздуха при котором оборудование будет корректно работать и т.д.

**Территориальный (К.1.2) критерий принятия решения** включает в себя:

- П. 1.2.1 - **Удаленность от других систем энергообеспечения.** Один из важнейших параметров при принятии решении о целесообразности применения энергоустановок на основе ВИЭ. Как уже отмечалось ранее, наиболее перспективными, с экономической точки зрения, районами для установки систем энергообеспечения на базе ВИЭ являются децентрализованные районы, не имеющие единой энергетической системы. Поэтому в данном параметре необходимо учитывать расстояния от других видов энергогенераторов. При принятии решении данный показатель должен превышать 150-200 км от других объектов генерации.

- П. 1.2.2 – **Степень доступной площади для установки новых энергоустановок.** Например, кроме показателей ветровой активности на эффективность работы ветрогенераторов существенное влияние оказывает наличие естественных или искусственных препятствий в местах установки. Поэтому ветроустановки следует устанавливать в местах, максимально открытых для ветра.

- П. 1.2.3 – **Степень развитости инфраструктуры.** Данный параметр необходим для определения возможности транспортировки и установки нового оборудования, в том случае если в регионе имеется развитая в достаточной степени развития дорожная система, то проблем с доставкой оборудования не будет. Если же объект строительства находится в труднодоступном районе, где, например, транспортировка крупногабаритного оборудования возможна только зимой (весьма часто встречается в удаленных районах крайнего севера и Якутии), то это крайне осложняет доставку такого оборудования на объект, и в значительной степени увеличивает затраты на транспортировку.

В рамках предлагаемой модели оценка параметров выходной мощности происходит благодаря ресурсу Renewables.ninja. – данный ресурс позволяет выполнить моделирования

уровня выходной мощности от ветряных и солнечных электростанций, расположенных в любой точке мира [137].

Принцип работы данного продукта заключается в следующем: берет погодные данные из глобальной модели реанализа и спутниковых наблюдений. Двумя основными источниками данных являются системы:

- [NASA MERRA reanalysis](#) [138].
- CM-SAF's [SARAH dataset](#) (Copyright 2015 EUMETSAT) [139, 140].

Данные солнечного излучения преобразуется в выходную мощность, используя GSEE model (Global Solar Energy Estimator) Автор данной системы - Стефан Pfenninger [141]. Скорость ветра преобразуются в выходной мощности при помощи модели VWF model (Virtual Wind Farm) Автор которой является Иэн Стаффелл [142].

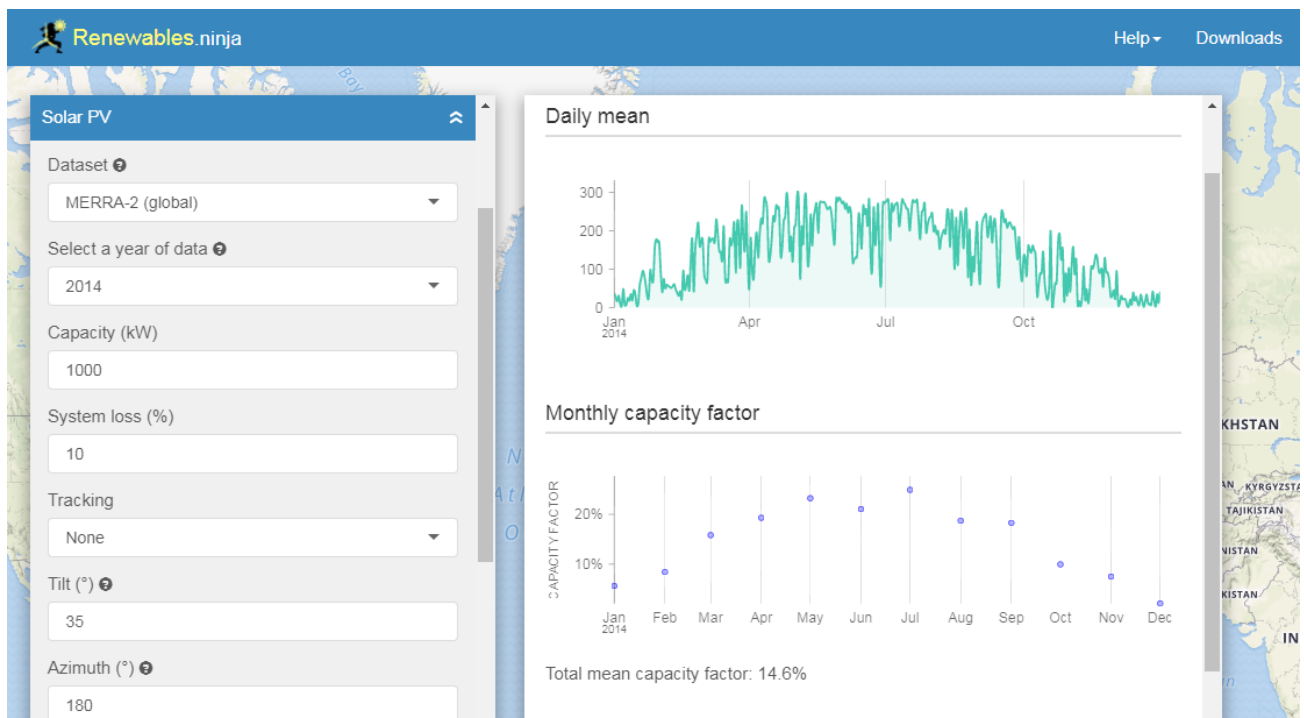


Рисунок 3.2 – Пример работы ресурса Renewables.ninja

Источник: [113]

## 2 этап. Целесообразность применения технологий энергообеспечения на основе ВИЭ

Главным образом на данном этапе оценивается технический потенциал, т.е. происходит оценка технических показателей с учётом уровня развития технологий трансформации валового потенциала ВИЭ в энергию и возможностей её передачи в места потребления. Необходимо понимать, что на эффективность работы, влияют помимо достигнутого уровня технологического развития еще и конкретные условия размещения оборудования и объекты инфраструктуры.

В предлагаемой модели на данном этапе рассматривается технологический фактор (Ф.2.) и экономический (Ф.3.).

**Технологический фактор** описывается критерием «Необходимые условия по проекту» (К 2.1.), включающий в себя 4 параметра (П.2.1.1-П.2.1.4), но при этом существуют еще 2 критерия влияния на принятие решение (прогнозные значения)- К.2.2-К.2.3, описанные рядом параметров (рисунок 3.3).

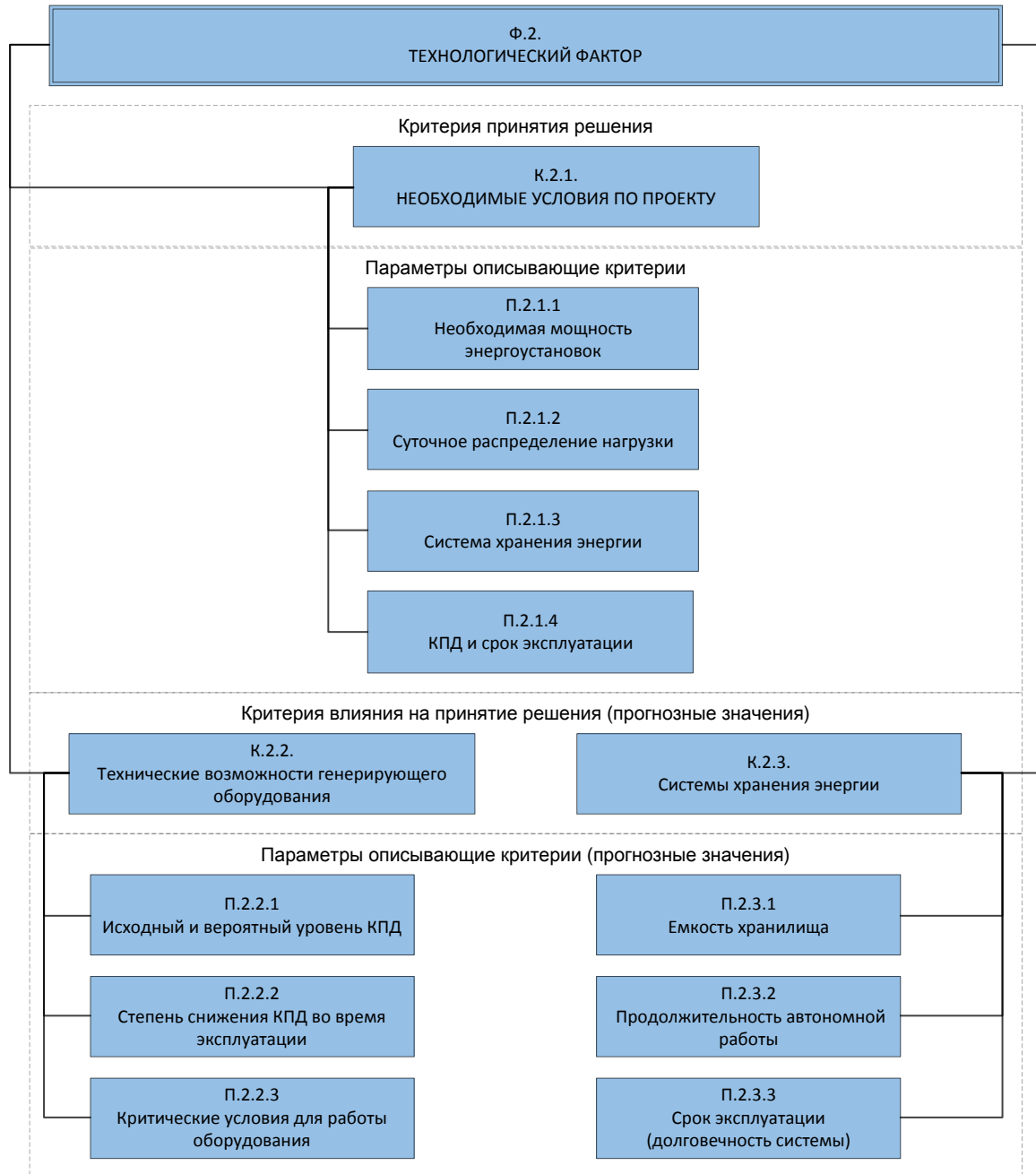


Рисунок 3.3 - Описание технологического фактора (построено автором)

**К.2.1. Необходимые условия по проекту.** Критерий, включающий в себя следующие параметры:

П. 2.1.1 – **Необходимая мощность энергоустановок.** Чрезвычайно важный параметр, который впоследствии влияет как на многие экономические показатели, так и технологическую безопасность производства электроэнергии на объекте применения.

П. 2.1.2 – **Суточное распределение нагрузки.** Показатель, характеризующий необходимую выработку электроэнергии объектом генерации для обеспечения надежного и бесперебойного энергообеспечения на необходимый период работы.

Так, например, для выбора необходимого уровня производительности солнечного модуля (количества панелей) необходимо учитывать следующие показатели:

- среднесуточная продолжительность активного светового дня – 8–10 ч;
- за активный световой период солнечный модуль должен обеспечить выработку объема электроэнергии, равного суточному энергопотреблению.

Определение необходимого числа солнечных модулей рассчитывается по формуле:

$$N_{см} = \frac{P_{сс} \cdot K_{сут}}{P_{ном} \cdot T_{ср} \cdot K_{кпд}} \quad (3.1)$$

где  $N_{см}$  – необходимое количество солнечных модулей, (шт.) ;  $P_{сс}$  – среднесуточное энергопотребление, (кВт-ч) ;  $K_{сут}$  – коэффициент, учитывающий среднесуточную продолжительность световой активности, равный  $24/T_{ср}$  ;  $T_{ср}$  – среднесуточная продолжительность световой активности, (ч) ;  $P_{ном}$  – номинальная мощность одного солнечного модуля, (кВт);  $K_{кпд}$  – коэффициент, учитывающий потери в преобразователях (среднее значение принимается 0,9) [143].

П. 2.1.3 – **Система хранения энергии.** Капитальные затраты на приобретение генерирующего оборудования весьма значительны, а при создании системы хранения энергии, эти затраты значительно увеличиваются, поэтому технологическое развитие систем хранения и снижение себестоимости производства таких систем, является одним из определяющих параметров для принятия решения.

П. 2.1.4 – **КПД и срок эксплуатации.** Необходимо учитывать увеличение показателя КПД оборудования за счёт более эффективного использования поступающего потока энергии. С увеличением данного показателя, значительно изменяются как капитальные затраты так и эксплуатационные, связанные в первую очередь за счет снижения количества необходимого оборудования для обеспечения определённой выработки электроэнергии.

**Критерия влияния на принятие решения (прогнозные значения) К.2.2.-К.2.3.** Два критерия которые будут влиять на принятие решения – это технологические возможности генерирующего оборудования и системы хранения энергии.

П.2.2.1.-П.2.2.3 – Эти параметры включают в себя технологическое изменения генерирующего оборудования. В качестве основных технических характеристик рассматривается исходный и вероятный уровень КПД, степень снижения КПД в процессе эксплуатации, а также критические условия для работы оборудования. Все эти параметры напрямую оказывают влияние на эффективность работы энергоустановок на основе ВИЭ. При изменении всех этих показателей значительно изменяются и экономические показатели при инвестировании в оборудование.

П.2.3.1.-П.2.3.3 - Эти параметры включают в себя технологическое изменения систем аккумулирования электроэнергии. Как уже отмечалось в первой главе, системы хранения энергии оказывают самое сильное влияние на эффективность и безопасность работы энергоустановок на основе ВИЭ. В качестве их основных технических характеристик, при изменении которых происходят значительные изменения в показателях эффективности работы энергоустановок, являются: емкость хранилища, продолжительность автономной работы и срок эксплуатации (долговечность системы).

Экономический потенциал возобновляемых энергоресурсов определяется исходя от оценки исследованного технического потенциала, но при этом учитывается экономическая целесообразность его использования в конкретном месте, в рамках определенной технологии с учётом её достигнутого и возможного технологического уровня, а также всех совокупных затрат. Безусловно, что по мере формирования технологий ВЭР и повышения их эффективности, технический и экономический потенциал возобновляемых энергоресурсов должен меняться. Это становится особенно актуально при действующей ситуации, когда происходит стремительное развитие практически всех видов технологий возобновляемой энергетики.

При рассмотрении **экономического фактора**, критериями принятия решения является CAPEX и OPEX (К3.1-К3.2), т.е. производится расчет показателей по капитальным и эксплуатационным затратам, а критерий К. 3.3 является критерием по которому будет производиться сравнительный анализ между показателями коммерческой эффективности проектов энергообеспечения на основе ВИЭ и традиционных источников.

К.3.1 – Показатель основных капитальных затрат на приобретение нового оборудования. К параметрам, описывающим данный критерий относятся стоимость оборудования для солнечных электростанций (П.3.1.1), стоимость оборудования для ветроэнергоустановок (П. 3.1.2) и стоимость оборудования для системы аккумулирования электроэнергии (П. 3.1.3). Данные показатели при расчетах учитывают полную величину капитальных затрат, которая включает:

1. Общую стоимость проектно-изыскательских работ ПИР.

2. Общую стоимость оборудования.

3. Общую стоимость строительно-монтажных работ (СМР).

К.3.2. – Показатель характеризующий полную величину эксплуатационных затрат в процессе эксплуатации энергоустановок. Показателями, описывающие данный показатель (П.3.2.1-П. 3.2.3) являются: эксплуатационные затраты для солнечных электростанций, эксплуатационные затраты для ВЭС, и эксплуатационные затраты для систем аккумулирования электроэнергии. Описание экономического фактора представлено на рисунке 3.4.

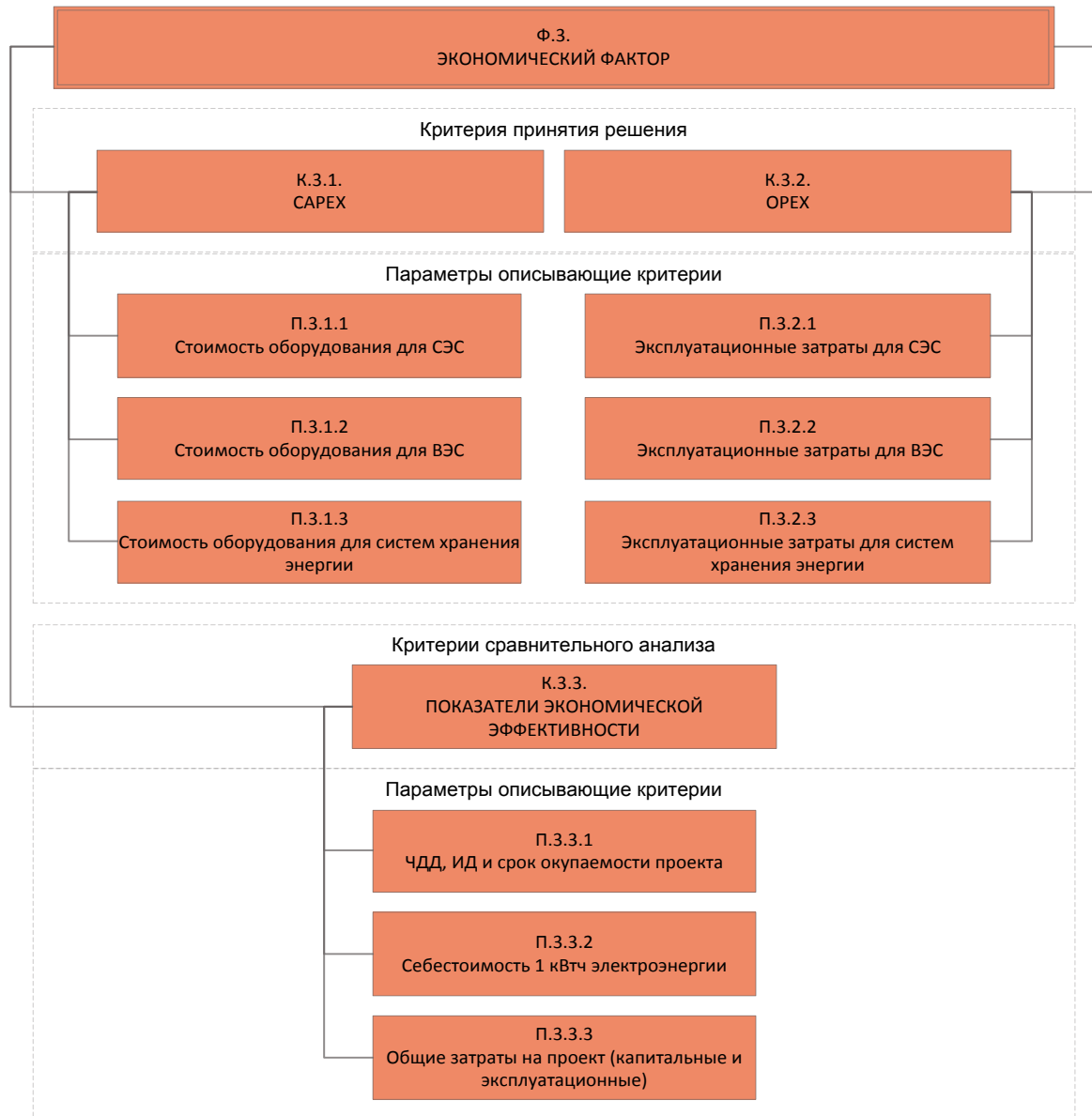


Рисунок 3.4 – Описание экономического фактора

Источник: построено автором

Основополагающим критерием принятия решение о целесообразности применения оборудования по генерации электроэнергии на основе ВИЭ является снижением стоимости изготовления оборудования и, как следствие, инвестиционных затрат на единицу установленной мощности.

Критерием сравнительного анализа целесообразности применения энергосистем на основе возобновляемых источников энергии, является К. 3.3 – показатели экономической эффективности.

В предлагаемой модели оценка экономической эффективности проекта выполняется по системе следующих показателей:

1. Чистый дисконтированный доход (ЧДД).
2. Дисконтированный срок окупаемости (РВР).
3. Внутренняя норма доходности (IRR).
4. Индекс доходности (PI).
5. Эксплуатационная стоимость 1 кВт-ч электроэнергии
6. Капитальные и удельные затраты.

Для принятия решения об инвестировании средств в проект необходимо рассматривать значения всех перечисленных параметров.

Для расчета ЧДД по базовому проекту внедрения оборудования на основе ВИЭ была использована следующая формула:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{(\text{Э}_{\text{эз}} t - \text{З}_{\text{э}} + \text{Н}_{\text{и}}) - \text{Н}_{\text{пр}} + \text{А} - \text{К} + \text{Л}}{(1+r)^t} \quad (3.2)$$

где  $\text{Э}_{\text{эз}}$  – экономия затрат на эксплуатацию старого оборудования (ДЭС),  $\text{З}_{\text{э}}$  – эксплуатационные затраты нового оборудования,  $\text{Н}_{\text{и}}$  – налоговая экономия по налогу на имущество ( $t=1-3$ ),  $\text{Н}_{\text{пр}}$  – увеличение налога на прибыль,  $\text{А}$  – амортизационные отчисления,  $\text{К}$  – капитальные затраты,  $\text{Л}$  – ликвидационная стоимость продаваемого оборудования,  $r$  – ставка дисконтирования,  $t$  – год реализации проекта.

Стоит отметить, что к экономическим инструментам государственного регулирования, можно отнести налоговые льготы, предоставляемые предприятиям, приобретающим и использующим оборудование и технологии, характеризующиеся высокой энергетической эффективностью. В 2015 году Правительство РФ утвердило перечень объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности. Так, согласно Налоговому Кодексу РФ, предприятия, приобретающие объекты и технологии, находящиеся в данном перечне, вправе получить льготы по налогу на имущество, а также налогу на прибыль в части применения ускоренной амортизации [147].

Налоговая экономия по налогу на имущество  $\text{Н}_{\text{и}}$  ( $t=1-3$ ), подразумевает, что в соответствии с п. 21 ст. 381 Налогового кодекса РФ, организации могут быть освобождены от обложения налогом на имущество в течение трех лет со дня постановки на учет «...вновь вводимых объектов, имеющих высокую энергетическую эффективность,.. или ...вновь вводимых объектов, имеющих высокий класс энергетической эффективности». Предельная



ставка по налогу на имущество организаций составляет 2,2% от среднегодовой стоимости имущества организации, то соответственно сумма экономии может достигать весьма значительную величину [148].

*A* – амортизационные отчисления расчет осуществляется методом ускоренной амортизации.

В соответствии с изменениями в законодательстве, которые направлены на стимулирование использования энергоэффективного оборудования:

С 1 мая 2012г на основании подпункта 4 пункта 1 статьи 259.3 Налогового кодекса РФ разрешена ускоренная амортизация основных средств с коэффициентом 2, относящихся к оборудованию с высокой степенью энергетической эффективности. Перечень таких объектов утвержден постановлением Правительства РФ от 16.04.2012г № 308.

Для целей налогообложения прибыли налогоплательщики вправе применять к основной норме амортизации специальный коэффициент, который должен быть не выше 2, в отношении амортизируемых основных средств, относящихся к объектам (пп. 4 п. 1 ст. 259.3 НК РФ):

- имеющим высокую энергетическую эффективность в соответствии с Перечнем таких объектов, установленным Правительством РФ;
- имеющим высокий класс энергетической эффективности, если в отношении данных объектов предусмотрено определение классов их энергетической эффективности.

Следующим этапом модели является подстановка так называемых Блоков условий 1 и 2 , в которых учитываются прогнозные изменения в институциональной среде, т.е. возможные варианты государственных ограничений связанных с выбросами CO<sub>2</sub>, а также технико-экономических показателей оборудования на базе ВИЭ, предполагающее снижением стоимости изготовления оборудования и, как следствие, инвестиционных затрат на единицу установленной мощности.

### **Блок условий 1. Изменения институциональной среды**

В модели в качестве государственного регулирования выбросов CO<sub>2</sub> была использована предложенная система ускоренного перехода предприятий к низкоуглеродной энергии, с применением ставки налога в 15 \$/ т. CO<sub>2</sub> эквивалента, установки целевого показателя сокращения выбросов на 10% и предоставления «свободных сертификатов» за перевыполнения данного показателя. Расчет показателя ЧДД осуществляется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{(\text{Э}_{\text{эз}} t - \text{З}_{\text{э}} + \text{Н}_{\text{и}} + \text{Н}_{\text{CO2}} + \text{C}_{\text{зс}}) - \text{Н}_{\text{пр}} + \text{А} - \text{К} + \text{Л}}{(1+r)^t} \quad (3.3)$$

где  $\text{Н}_{\text{CO2}}$  – экономия от налога на CO<sub>2</sub>;  $\text{C}_{\text{зс}}$  – стоимость зеленых сертификатов.

## Блок условий 2. Изменение технико-экономических показателей.

Этот блок включает в себя отношение развития технологических параметров новых систем энергоснабжения на основе ВИЭ и их экономическую эффективность.

Именно в этом блоке учтены «Критерии влияния на принятия решения», т.е. те самые прогнозные значения, которые могут быть достигнуты с течением определенного времени.

В предлагаемой модели влияние изменений технико-экономических показателей значительно меняет результат показателей оценки экономической эффективности.

Основываясь на данные о показателях средневзвешенных мировых удельных капитальных затрат на строительство солнечных электростанций различных консалтинговых агентств (IRENA, GWEC, IRIF и др.) были построены и спрогнозированы значения средневзвешенной глобальной стоимости электроэнергии (LCOE) солнечных электростанций, \$ США/кВт-ч и значений средневзвешенных мировых капитальных затрат солнечных электростанций, \$ США/кВт (рисунок 3.5 и 3.6).

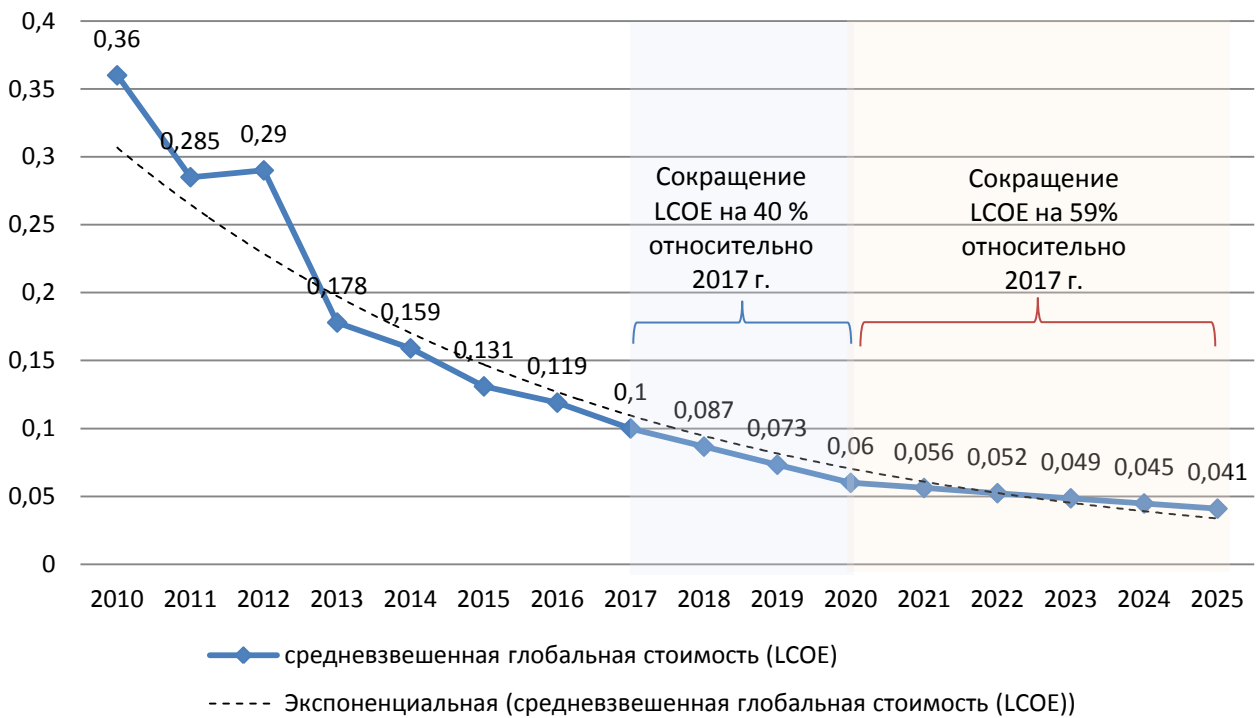


Рисунок 3.5 – Динамика изменения действующих и прогнозных значений средневзвешенной глобальной стоимости электроэнергии (LCOE) солнечных электростанций, \$ США/кВт-ч (построено автором)

Для предлагаемой модели были определены значения капитальных затрат на солнечные и ветровые электростанции с учетом зависимости от установленной мощности электростанций и года ввода в эксплуатацию, т.е. учитываются прогнозные значения изменения стоимости оборудования, что позволяет рассмотреть вопрос целесообразности ввода данных технологий в состав энергообеспечения промышленных объектов. Приложение Б – таблица Б1.

При оценке с учетом Блока 2 – изменения технико-экономических показателей оборудования, происходят изменения значения капитальных затрат, и необходимо использовать показатель  $K_{np} t$  – стоимость капитальных затрат с учетом прогноза изменения стоимости в будущем.

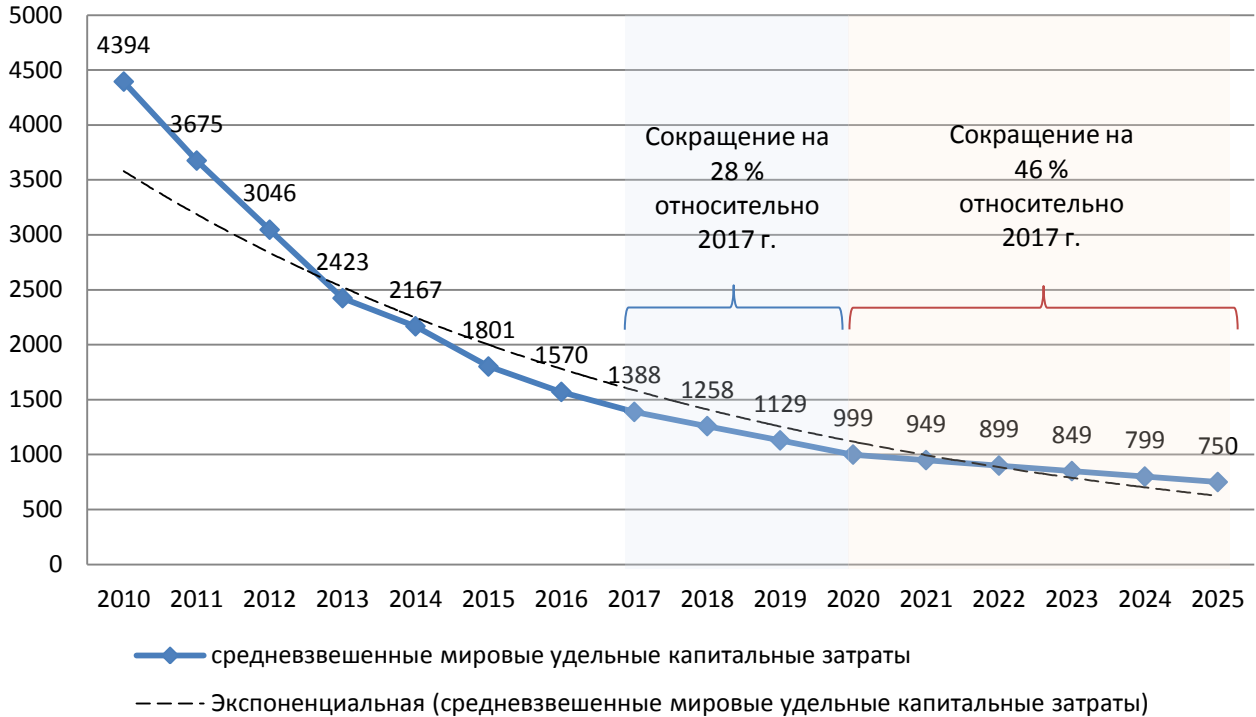


Рисунок 3.6 – Динамика изменения действующих и прогнозных значений средневзвешенных мировых капитальных затрат солнечных электростанций, \$ США/КВт (построено автором)

Формула для расчета ЧДД базового проекта будет выглядеть следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{(\text{Э}_{\text{эз} t} - \text{З}_{\text{э}} + \text{Н}_{\text{и}}) - \text{Н}_{\text{пр}} + \text{А} - \text{К}_{\text{пр}t} + \text{Л}}{(1+r)^t} \quad (3.4)$$

Формула для расчета ЧДД для базового проекта с учетом изменений в институциональной среде будет выглядеть следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{(\text{Э}_{\text{эз} t} - \text{З}_{\text{э}} + \text{Н}_{\text{и}} + \text{Н}_{\text{CO2}} + \text{C}_{\text{ЗС}}) - \text{Н}_{\text{пр}} + \text{А} - \text{К}_{\text{пр}t} + \text{Л}}{(1+r)^t} \quad (3.5)$$

На третьем этапе осуществляется переоценка экономической эффективности проекта с учетом изменений прогнозных факторов и сравнительный анализ результатов по итогам которого происходит выбор итогового варианта и принятие решения о целесообразности использования систем энергообеспечения на базе ВИЭ.

Модель для выбора оптимальной системы энергообеспечения текущих и перспективных проектов с использованием ВИЭ, должна учитывать возможные технологические и институциональные изменения. Блок схема модели представлена на рисунке 3.7.

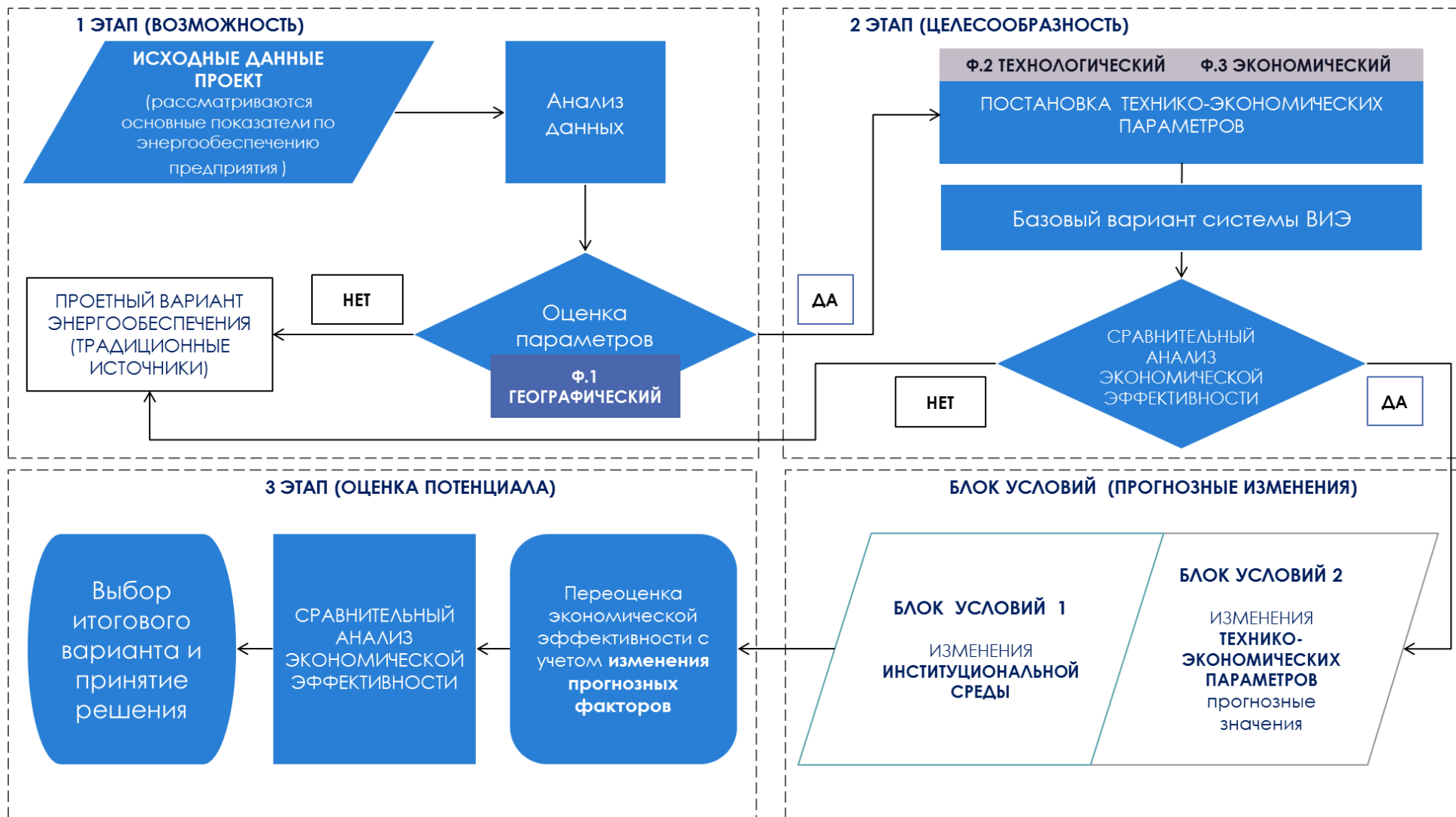


Рисунок 3.7 – Схема технико-экономической модели оценки целесообразности использования ВЭР в горнопромышленном комплексе на основе сценарного подхода

Источник: построено автором

### 3.2. Сценарии развития ВЭ и их оценка в условиях вариантов углеродного регулирования

#### Расчет целесообразности внедрения и оценка показателей коммерческой эффективности проекта на примере месторождения «Светлое» АО «Полиметалл»

Расчет целесообразности внедрения энергосистем на основе ВИЭ в общую генерацию на горных предприятиях производится на примере месторождения «Светлое» АО «Полиметалл».

Месторождение Светлое расположено в Ульинском прогибе Охотской ветви Охотско-Чукотского вулканического пояса, выполненного меловыми вулканогенными образованиями.

Лицензионный участок расположен в Охотском районе Хабаровского края (рисунок 3.8), в 240 км к юго-западу от ближайшего населенного пункта – районного центра пос. Охотск. По глубине участок недр ограничен 200 м от дневной поверхности.

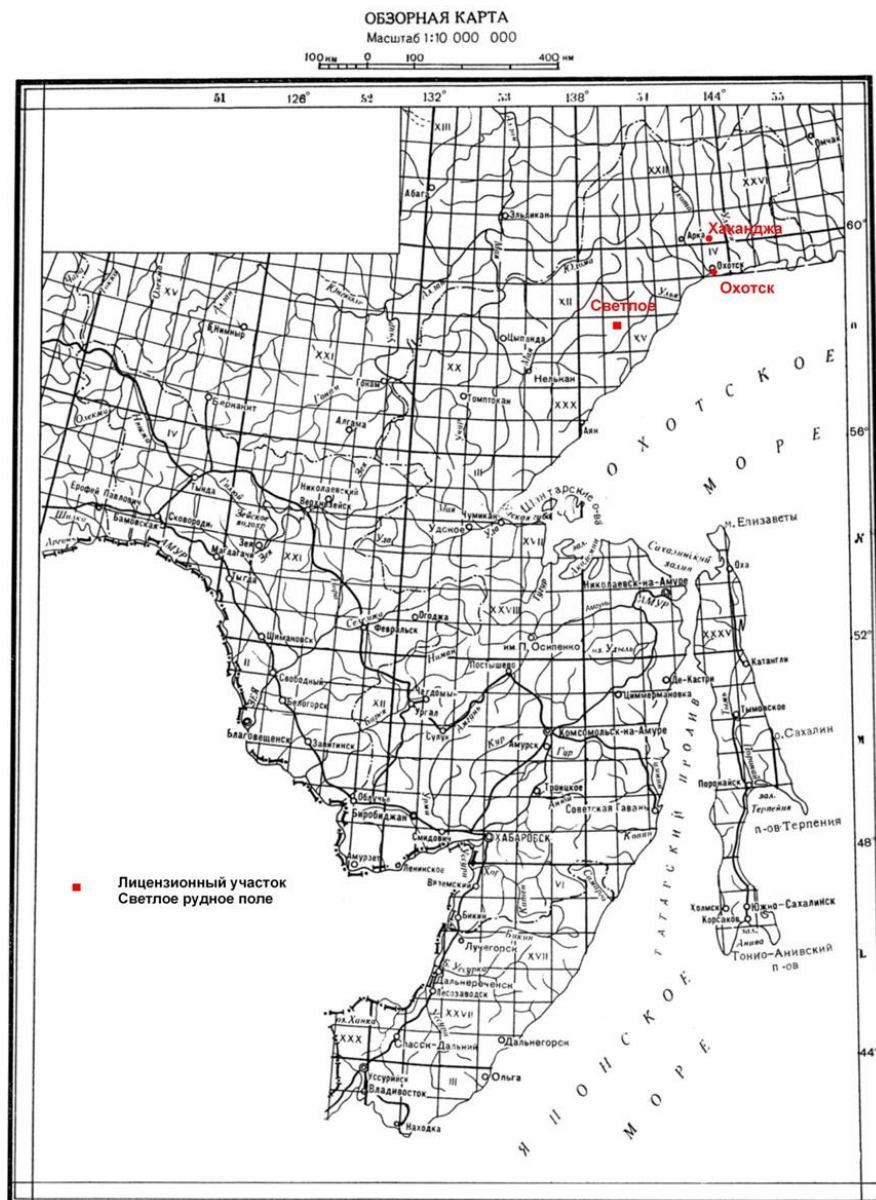


Рисунок 3.8 – Обзорная карта района работ месторождения «Светлое» АО «Полиметалл»

Лицензионный участок охватывает бассейны ручьёв Алалиньдя и Онёмна, являющихся правыми нижними притоками реки Уенма (или Секча в верхнем течении) – левый приток р. Улья.

Рельеф территории работ среднегорный с абсолютными отметками 391-968 м, относительные превышения 250-450 м. Крутизна склонов обычно 15-25°, на отдельных участках до 35-60°. Основной водораздел ручьёв Алалиньдя и Онемна – плоский, широкий с пологими седловинами.

В экономическом отношении район относится к неосвоенным.

Площадь работ не заселена; оленьих пастбищ на ней нет.

Дорожная сеть на площади не развита. Имеются лишь заброшенные зимние дороги, построенные геологическими и золотодобывающими предприятиями, работавшими ранее в этом районе.

Доставка грузов осуществляется с Хабаровска до Охотска водным транспортом, с Охотска до места работ – в летнее время вертолетом, в зимний период действует зимник.

Энергетическая база, местные топливные источники отсутствуют.

Участки месторождения Эмми, Елена и Тамара где сконцентрированы основные запасы месторождения предполагается обрабатывать тремя карьерами с общей производительностью по руде 1 млн. т и перерабатывать руду методом КВ.

Структура затрат проекта «Светлое», при имеющийся системе энергоснабжения представлена в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Структура затрат на электроэнергию, план на 2018 г.

Наименование	План 2018 г.	
	11919	
Выработка (тыс. кВт-ч)		
	Затраты, тыс. руб.	Удельные затраты, тыс.руб./кВт-ч
Затраты	226572	19,0
тоже, без амортизации	202838	17,0
Дизтопливо	160439	13,5
ГСМ прочие	3202	0,3
Запчасти	12819	1,1
Зарплата	15285	1,3
Социальные отчисления	4221	0,4
Услуги	6872	0,6
Амортизация	23734	2,0

Структура затрат проекта «Светлое», при имеющийся системе энергоснабжения выглядит следующим образом: Установленная мощность основных ДЭС составляет порядка 4700 кВт

(резервные 700 кВт). По плану на 2018 год выработка составит около 11900 тыс.кВт-ч. Общие затраты составляют 226572 тыс. рублей, удельные 19.0 руб./кВт ч , а без учета амортизации 202838 тыс. рублей и 17,0 руб./кВт-ч соответственно. При этом затраты на ДТ составляют 71 % или 160439 тыс. руб.

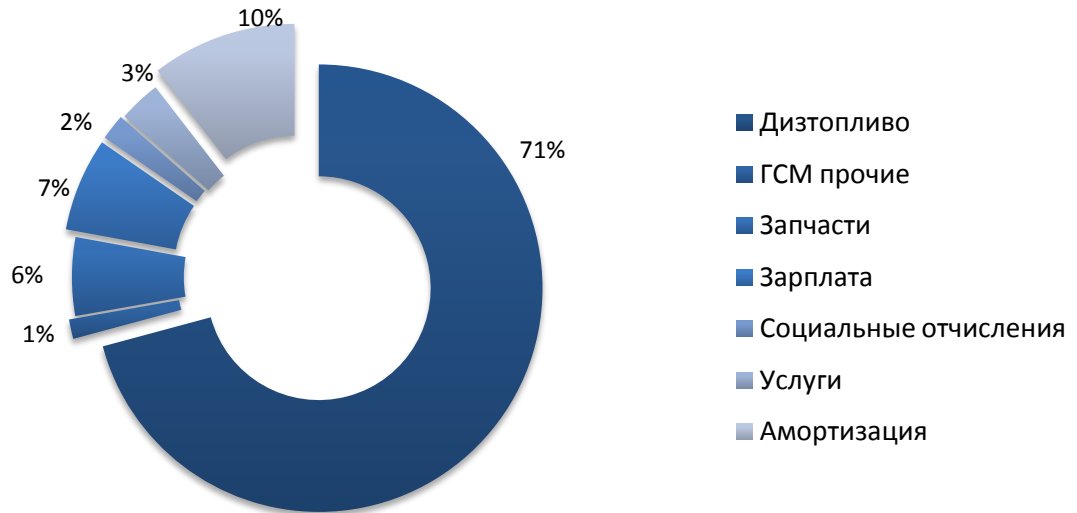


Рисунок 3.9 – Структура затрат на э/э план проекта «Светлое» на 2018 г.

#### Исходные данные проекта.

В работе оценивался проект по замещению ДЭС и установки солнечной электростанции (PV) установленной мощностью 1000 кВт.

Исходные данные для базового проекта замещения ДЭС системами с использованием ВИЭ представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Исходные данные проекта

Ставка налога на CO <sub>2</sub> , \$	0
Курс \$ (на 1.04.2018 г.)	57,26
Стоимость ДТ, тыс. руб./т	40
Доставка ДТ, тыс. руб./т	2,05
Обязательный % снижения выбросов CO <sub>2</sub> , %	10%
Расход ДТ в год, т	4222
Установленная мощность установок ДЭС, кВт	4687
Выработка в год от ДЭС, тыс. кВт-ч	11919
Установленная мощность оборудования ВИЭ, кВт	1000
КИУМ, %	15,40%
Дата ввода нового оборудования, год	2018
Срок эксплуатации оборудования, лет	12
<b>Капитальные затраты, тыс. руб., в том числе:</b>	<b>198318,10</b>
-Общая стоимость ПИР	25781,35
-Оборудование	99159,05
-Общая стоимость СМР	59495,43

При расчете с учетом Блока условий 2, в расчетах применялось условие ввода в эксплуатацию солнечной электростанции (PV) установленной мощностью 1000 кВт только в

2022 г., следовательно срок эксплуатации оборудования не будет превышать 8 лет, капитальные затраты уже будут составлять 141739,11 тыс. руб., что связано с прогнозными изменениями стоимости оборудования.

В работе были произведены 4 варианта расчетов:

1. Базовый вариант.
2. Базовый вариант + Налог на CO<sub>2</sub> (Блок условий 1 )
3. Базовый вариант + Прогноз на 2022 г. (Блок условий 2 )
4. Прогноз на 2022 г.+ Налог на CO<sub>2</sub> (Блок условий 2 )

Основные показатели расчетов представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Основные показатели проекта замещения ДЭС, с учетом применения разработанной модели

Показатель	Базовый сценарий	Блок условий 1	Блок условий 2	
		Базовый +Налог на CO <sub>2</sub>	Базовый + прогноз на 2022 г.	Прогноз на 2022 г. + Налог CO <sub>2</sub>
Мощность установки , кВт	1000	1000	1000	1000
КИУМ, %	15,40%	15,40%	15,40%	15,40%
Выработка в год, тыс. кВт-ч	1330,56	1330,56	1330,56	1330,56
Замещение ДЭС, %	11,16%	11,16%	11,16%	11,16%
Снижение потребления ДТ, т	471,32	471,32	471,32	471,32
Сокращение выбросов CO <sub>2</sub> , т	1023,70	1023,70	1023,70	1023,70
Экономия затрат на ДТ, тыс. руб.	18852,7	18852,7	18852,7	18852,7
Сокращение удельных затрат, %	-9,45%	-13,18%	-9,45%	-13,18%
Ставка налога на CO <sub>2</sub>	-	15	-	15
Обязательное сокращение CO <sub>2</sub>	-	10%	-	10%
Экономия от налога на CO <sub>2</sub>	-	7876,3	-	7876,3
Выполнения требования по сокращениям, %	-	111,63	-	111,63
Сумма капитальный затрат, тыс. руб.	198318,10	198318,10	141739,11	141739,11
Сумма эксплуатационных затрат, тыс. руб	17370,83	17370,83	11580,56	11580,56
ЧДД, тыс руб.	3484,07	49193,81	25229,03	59287,62
ИД	1,02	1,25	1,36	1,84
Срок окупаемости дисконтированный, лет	11,34	7,53	5,65	4,15
ВНД %	12,08%	18,88%	26,71%	36,35%
Ставка дисконтирования, %	11,5%	11,5%	11,5%	11,5%



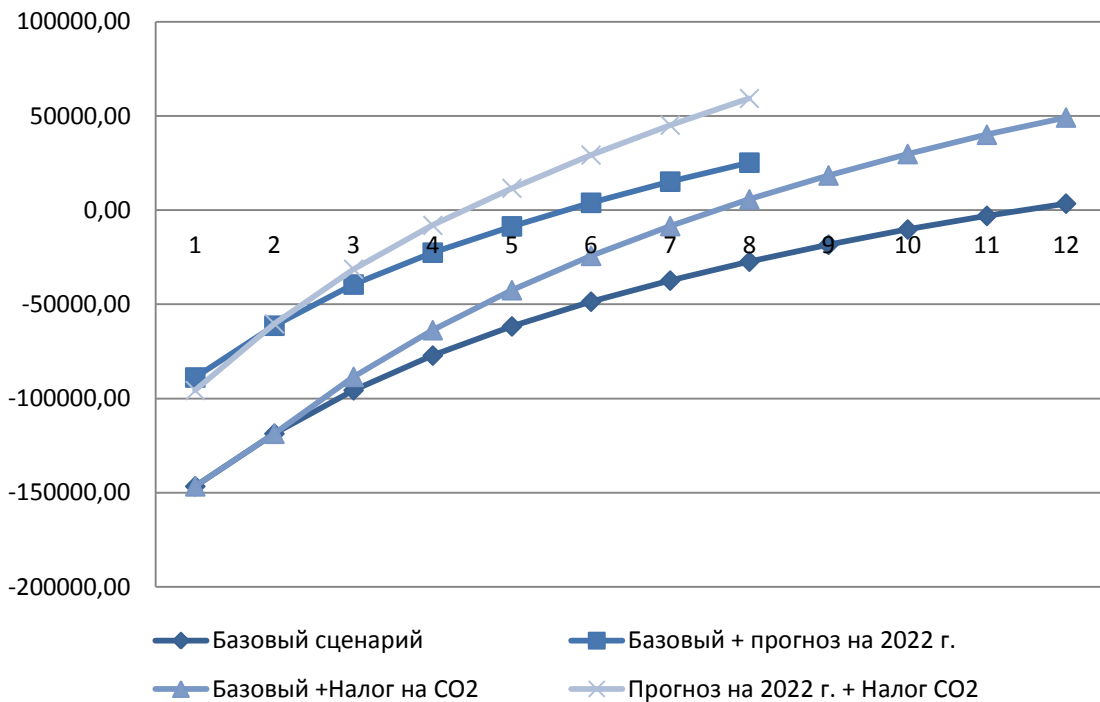


Рисунок 3.10 – Показатели ЧДД по проекту при различных сценариях, тыс. руб.

Источник: построено автором

Согласно расчетам при установке солнечной электростанции мощностью 1000 кВт, при показателе КИУМ в данном регионе равным 15.4%, выработка электроэнергии составит около 1300 тыс.кВт-ч, что составит чуть более 11% замещения имеющихся систем ДЭС. При этом сокращение потребления ДТ составит более 470 т, что приведет к экономии почти 19 млн. рублей в год. При этом удельные затраты на производство электроэнергии сократятся почти на 9,5% при базовом сценарии, и более 13% при варианте введения углеродного регулирования со стороны государства и введения налога на CO<sub>2</sub>. Сокращение потребления ДТ приведет к сокращению выбросов CO<sub>2</sub> на 1023 т CO<sub>2</sub> эквивалента, тем самым при возможных изменениях в институциональной среде в год получится еще экономить свыше 7,8 млн. рублей.

Что касается показателей коммерческой эффективности проекта, то при имеющемся уровне цен проект окупится почти за 11 лет при базовом сценарии, при этом срок отработки месторождения предполагает завершение работ к 2029 году, т.е. 12 лет. Показатель ЧДД весьма незначительный 3484,07 тыс. рублей, но тем не менее проект является экономически целесообразным. При рассмотрении уже варианта, где предусматривается введение налога на CO<sub>2</sub> со стороны государства, срок окупаемости уже будет составлять всего 7.5 лет, а ЧДД достигнет 49193,81 тыс. рублей. В прогнозных вариантах расчета не смотря на более короткий период эксплуатации нового оборудования, за счет снижения капитальных затрат срок окупаемости проекта составит 5,5 лет, а с учетом того, что если налоговые ограничения будут

применены, срок окупаемости сократиться еще более чем на год и остальные показательно значительно увеличат привлекательность проекта.

Так же стоит отметить, что так как станции на основе ВИЭ отличаются низким КИУМ, что обуславливает большие инвестиционные затраты, но с другой стороны, у данных систем практически отсутствуют переменные затраты. Поэтому они, экономически выгоднее при более длительных сроках работы. Если бы базовый проект имел более длительный срок эксплуатации, то итоговые показатели проекта имели бы гораздо более привлекательные значения для инвестирования.

### **Расчет устойчивости показателей эффективности проекта**

Для расчета устойчивости показателей эффективности проекта необходимо провести анализ чувствительности проекта, являющийся однофакторным анализом и состоящий в оценке влияния изменения какого-либо одного параметра в диапазоне 15% на показатели эффективности проекта при условии, что остальные параметры остаются неизменными.

Для расчета устойчивости показателей эффективности проекта был произведен анализ чувствительности, по результатам которого были определены основные параметры и их критические значения, определяющие технико-экономическую целесообразность использования ВИЭ для безопасного и энергоэффективного обеспечения электроэнергией удаленных промышленных объектов.

Анализ чувствительности базового проекта проводится при вариации следующих параметров:

1. Мощность установки, кВт
2. Ставка налога, \$/ т CO<sub>2</sub>
3. КИУМ, %
4. Стоимость ДТ, руб.
5. Величина капитальных затрат, %
6. Ставка дисконтирования, %

При анализе чувствительности проекта с учетом государственного регулирования выбросов CO<sub>2</sub> добавляется показатель – обязательный уровень сокращения выбросов в %.

Стоит отметить, что каждый из показателей значительно влияет на итоговый результат проекта. Наиболее значимые отклонения отмечаются при изменении стоимости дизельного топлива, показателя КИУМ и изменения ставки налога на CO<sub>2</sub>.

Результаты расчетов приведены в таблицах 3.4 и 3.5.

Таблица 3.4 – Анализ чувствительности базового проекта

Наименование	Выработка в год, кВт·ч	Замещение ДЭС, %	Снижение потребления ДТ, т	Сокращение выбросов CO <sub>2</sub> , т	Экономия затрат на ДТ, тыс. руб.	Сокращение удельных затрат, %	Сумма капитальных затрат, тыс. руб.	ЧДД, тыс. руб.	ИД	Срок окупаемости дисконтированных, лет	ВНД %
Базовый вариант	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-9,45%	198318,10	3484,07	1,02	10,34	12,08%
Мощность установки, кВт											
1000	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-9,45%	198318,10	3484,07	1,02	10,34	12,08%
1500	1995,84	16,75%	706,98	1535,55	28279,0	-14,17%	294211,83	7318,80	1,02	10,21	12,32%
2000	2661,12	22,33%	942,63	2047,40	37705,3	-18,90%	387928,68	12548,66	1,03	10,09	12,57%
Налог, \$/т CO <sub>2</sub>											
5	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-9,45%	198318,10	18720,65	1,09	9,18	14,50%
10	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-9,45%	198318,10	33957,23	1,17	8,27	16,75%
15	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-9,45%	198318,10	49193,81	1,25	7,53	18,88%
КИУМ, %											
13,5	1166,4	9,79%	413,17	897,40	16526,7	-8,28%	198318,10	-12626,84	0,94	11,89	9,40%
14,5	1252,8	10,51%	443,77	963,87	17750,9	-8,90%	198318,10	-4147,41	0,98	11,04	10,81%
16,5	1425,6	11,96%	504,98	1096,82	20199,3	-10,12%	198318,10	12811,44	1,06	9,56	13,64%
17,5	1512	12,69%	535,59	1163,30	21423,5	-10,74%	198318,10	21290,86	1,11	8,92	15,07%
18,5	1598,4	13,41%	566,19	1229,77	22647,7	-11,35%	198318,10	29770,29	1,15	8,34	16,51%
Стоимость ДТ, руб.											
45	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	21209,3	-9,60%	198318,10	16812,43	1,08	9,27	14,28%
50	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	23565,8	-9,73%	198318,10	30140,80	1,15	8,36	16,45%
55	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	25922,4	-9,84%	198318,10	43469,17	1,22	7,57	18,62%
Стоимость кап. затрат, %											
-10%	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-9,45%	178486,29	16193,98	1,09	9,16	14,51%
-5%	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-9,45%	188402,20	9839,02	1,05	9,76	13,23%
5%	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-9,45%	208234,01	-2870,89	0,99	10,90	11,05%
10%	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-9,45%	218149,91	-9225,84	0,96	11,45	10,11%
Ставка дисконтирования, %											
10	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-9,45%	198318,10	13159,04	1,07	9,71	12,08%
12	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-9,45%	198318,10	473,71	1,00	10,56	12,08%
15	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-9,45%	198318,10	-15634,62	0,92	12,03	12,08%

Таблица 3.5 – Анализ чувствительности базового проекта с учетом налоговых изменений

Наименование	Выработка в год, кВт-ч	Замещение ДЭС, %	Снижение потребления ДТ, т	Сокращение выбросов CO2, т	Экономия затрат на ДТ, тыс. руб.	Сокращение удельных затрат, %	Сумма капитальный затрат, тыс. руб.	ЧДД, тыс руб.	ИД	Срок окупаемости дисконтированных, лет	ВНД %
<b>Базовый +Налог на CO2</b>	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-13,18%	198318,10	49193,81	1,25	7,53	18,88%
Мощность установки, кВт											
1000	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-13,18%	198318,10	49193,81	1,25	7,53	18,88%
1500	1995,84	16,75%	706,98	1535,55	28279,0	-17,90%	294211,83	76858,22	1,26	7,41	19,26%
2000	2661,12	22,33%	942,63	2047,40	37705,3	-22,62%	387928,68	105917,77	1,27	7,30	19,60%
Обязательный уровень сокращения, %											
5	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-13,18%	198318,10	70540,16	1,36	6,72	21,66%
10	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-13,18%	198318,10	49193,81	1,25	7,53	18,88%
15	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-13,18%	198318,10	27847,46	1,14	8,61	15,87%
КИУМ, %											
13,5	1166,4	9,79%	413,17	897,40	16526,7	-12,01%	198318,10	27202,85	1,14	8,73	15,59%
14,5	1252,8	10,51%	443,77	963,87	17750,9	-12,62%	198318,10	38777,04	1,20	8,07	17,32%
16,5	1425,6	11,96%	504,98	1096,82	20199,3	-13,85%	198318,10	61925,42	1,31	6,95	20,78%
17,5	1512	12,69%	535,59	1163,30	21423,5	-14,46%	198318,10	73499,61	1,37	6,47	22,52%
18,5	1598,4	13,41%	566,19	1229,77	22647,7	-15,08%	198318,10	85073,80	1,43	6,03	24,28%
Стоимость ДТ, руб.											
45	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	21209,3	-12,99%	198318,10	62522,17	1,32	6,92	20,86%
50	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	23565,8	-12,84%	198318,10	75850,54	1,38	6,38	22,85%
55	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	25922,4	-12,71%	198318,10	89178,90	1,45	5,89	24,85%
Стоимость кап.затрат, %											
-10%	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-13,18%	178486,29	61903,72	1,35	6,66	21,82%
-5%	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-13,18%	188402,20	55548,76	1,29	7,10	20,27%
5%	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-13,18%	208234,01	42838,85	1,21	7,96	17,62%
10%	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-13,18%	218149,91	36483,90	1,17	8,38	16,48%
Ставка дисконтирования, %											
10	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-13,18%	198318,10	62518,94	1,32	7,14	18,88%
12	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-13,18%	198318,10	45051,98	1,23	7,67	18,88%
15	1330,56	11,16%	471,32	1023,70	18852,7	-13,18%	198318,10	22928,75	1,12	8,60	18,88%

### 3.3 Эколого-экономическая оценка региональных эффектов от развития возобновляемой энергетики

Современный рынок должен ориентироваться на рациональное использование ресурсов благодаря ценовым индикаторам. Однако зачастую, рынок не способен выработать адекватные экономические сигналы. Рассматривая рынок природных ресурсов, необходимо констатировать, что формирование цены порой не отражает реальные социально экологические издержки, что приводит к неточности показателей спроса и предложения, а также степени дефицитности и в целом к ощутимой экологической дестабилизации, при этом значительно занижается стимул к проведению природоохранных мероприятий и рациональному использованию природных ресурсов [145].

Одной из главных причин рыночных провалов в экономике определяется наличием внешних эффектов (или экстерналий). Экстерналии представляют собой те эффекты и последствия от ведения экономической деятельности, которые влияют на третьих лиц, не участвующих при этом в рыночных сделках.

Экстерналии обладают весьма существенными последствиями для механизма функционирования рынка, эффективности рыночного равновесия, благосостояния людей, а также оптимального размещения ресурсов.

Рассматривая экологическую сферу деятельности, экстерналии могут быть как положительные, так и отрицательные. Последние проявляются в потерях, связанные в первую очередь, с загрязнением окружающей среды. Положительные экстерналии определяются мероприятиями по сокращению выбросов ПГ, защите озонового слоя и других.

Выделяют 5 типов экстерналий в зависимости от воздействия [146]:

1. Локальные – возникновение внешнего эффекта происходит вследствие деятельности населения, объектов-загрязнителей (предприятия-загрязнители), природных объектов или других предприятий.

2. Межсекторальные – возникновение внешних эффектов происходит между отдельными секторами экономики.

3. Глобальные - возникновение внешних эффектов происходит вследствие того, что биосфера планеты неделима, поэтому загрязнения невозможно удержать в пределах территориальных границ, из-за этого те негативные воздействия на окружающую среду, возникающие в одних странах, вследствие трансграничного переноса наносит ущерб в других странах.

4. Межрегиональные – по сути, характер внешних эффектов не отличается от глобальных, единственное различие, что действие трансграничного переноса загрязняющих веществ происходит внутри страны.

5. Временные – внешние эффекты, возникающие между поколениями, привязанные к концепции устойчивого развития. Глобальные экологические проблемы на современном этапе.

Развитие соответствующей эколого-экономической политики необходимо направить на решение задач, связанных с искажением в оценке внешних эффектов, что приведет к повышению эффективности в области рационально природопользования и охраны окружающей среды.

Проблемы неэффективности государственного управления, предполагает решения вопросов при возникновении соответствующих отрицательных экстерналий, за счет ввода более жестких мер в области природоохранной деятельности на производствах, а также институциональное развитие экологизации общества.

Увеличение использования природных ресурсов, при осуществлении хозяйственной деятельности, приводит к незамедлительному росту объема отходов при производстве, что влечет за собой ухудшение окружающей среды, повышение антропогенной нагрузки, и как следствие, появление дополнительных издержек, из-за необходимости воссоздания экологического потенциала (т.е. расходы и потери, связанные с предотвращением или ликвидацией негативных причин и последствий на окружающую среду).

Обязательной составляющей общественного развития должна быть деятельность, связанная с охраной окружающей среды (природоохранная деятельность). Стоит отметить, что при увеличении уровня социально-экономического развития, должна расти и определенность стратегии в области природопользования [148-150].

К природоохранным (экологическим) издержкам следует относить затраты связанные с общим поддержанием природно-ресурсного потенциала, включающего поддержание на глобальном, региональном и локальном уровнях экологического равновесия, и общественно необходимые расходы на поддержку качества среды, которые связаны с осуществлением всех видов и форм хозяйственной деятельности.

Экологические издержки включают:

1. Издержки при поддержании природно-ресурсного потенциала.
2. Природоохранные расходы общественного производства.
3. Издержки общественного развития.

В экономическом анализе затраты на природоохранную деятельность принято разделять на две категории: текущие и капитальные.

4. К капитальным затратам относятся затраты на формирование основных фондов, имеющие экологическое назначение в материальных оборотных средствах.

5. Текущие затраты – это расходы связанные с содержанием и обслуживанием основного фонда оборудования, имеющие природоохранное назначение.

Далее, на рисунке 3.11, представлена полная структура экологических издержек.

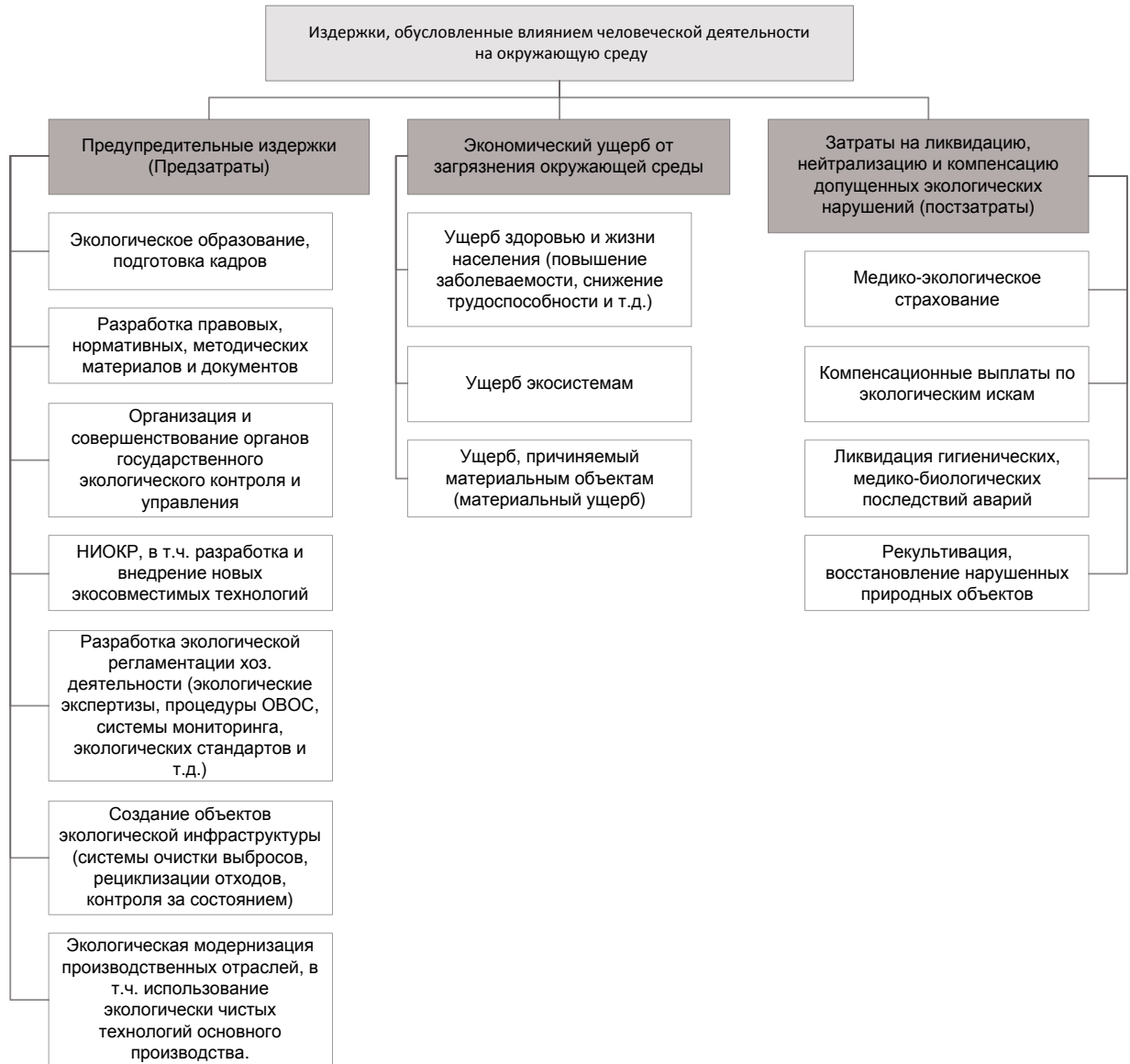


Рисунок 3.11 – Структура экологических издержек

Источник: построено автором по данным [151]

По видам экологических издержек, различают 3 вида экологических затрат:

Первый вид экологических издержек, согласно классификации, включает текущие и капитальные затраты; экологическое обучение персонала; расходы связанные с осуществлением НИОКР по экологическому направлению; лицензирование и сертификация; экологический мониторинг и аудит.

Ко второму виду экологических издержек, следует относить стоимостную оценку ущерба, которая определяется согласно фактическим затратам.

Третий вид – экологические издержки включающие фактическую величину выплачиваемых налогов (штрафов и исков) при иррациональном использовании ресурсов и загрязнении окружающей среды.

На данный момент Россия находится на краю радикальных изменений в области государственного регулирования рационального использования топливно-энергетических ресурсов; природоохранной деятельности; в сфере совершенствования контроля качества и мониторинга окружающей среды; формировании реальных действующих инициатив для стимулирования внедрения лучших экологически безопасных и энергоэффективных технологий; снижение антропогенных выбросов в атмосферу и негативного влияния на окружающую среду, за счет сокращения объема потребления электроэнергии; ликвидации накопленного экологического ущерба.

Основополагающими документами входящие в концепцию повышения экологической безопасности РФ являются:

1. Концепция долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2020 года.
2. Основы государственной экологической политики РФ до 2030 года.
3. Указ президента РФ №889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики».

В России при формировании конъюнктуры в области использования природных ресурсов, существует тенденция к развитию двух встречных процессов: экологизация и экономизация охраны окружающей среды.

Экологизация – это принятие и внедрение во все звенья хозяйственной деятельности требований по охране окружающей среды. А экономизация окружающей среды подразумевает под собой расширение методов экономического воздействия для повышения материальной заинтересованности предприятий при формировании и организации мероприятий по охране окружающей природной среды.

Чрезвычайно важной составляющей в области стратегии регулирования охраны окружающей среды, повышения энергоэффективности и рационального использования топливно-энергетических ресурсов является экологический мониторинг.

Под экологическим мониторингом следует понимать комплекс мер, включающий систему наблюдения, оценку и прогноз состояния окружающей среды под воздействием антропогенных и природных факторов.



Цель экологического мониторинга заключается в достоверном и своевременном информационном обеспечении органов государственной власти и местных самоуправлений, организаций и граждан о состоянии окружающей среды, под действием природных и антропогенных факторов, влиянии данных воздействий на здоровье населения, а также для подготовки и принятия мероприятий по обеспечению экологической безопасности. При расстановке приоритетов в рамках формирования экономической политики в части осуществления природоохранных мероприятий, основой информационной поддержки для принятия решений являются данные экологического мониторинга.

При проведении экологического мониторинга, объектами наблюдений являются:

4. Источники антропогенного воздействия (в том числе потенциально опасные объекты).
5. Объекты природного характера, т.е. естественные экологические системы и составляющие элементы.
6. Объекты природно-антропогенного характера, т.е. объекты природного характера, но подверженные изменениям под влиянием хозяйственной деятельности человека, при этом имеющие защитное или рекреационное значение.
7. Природные объекты
8. Составляющие (компоненты) природной среды, к ним относятся: атмосферный воздух, подземные и поверхностные воды, почва, недра, озоновый слой атмосферы.

Ниже приведена принципиальная схема экологического мониторинга (рисунок 3.11).

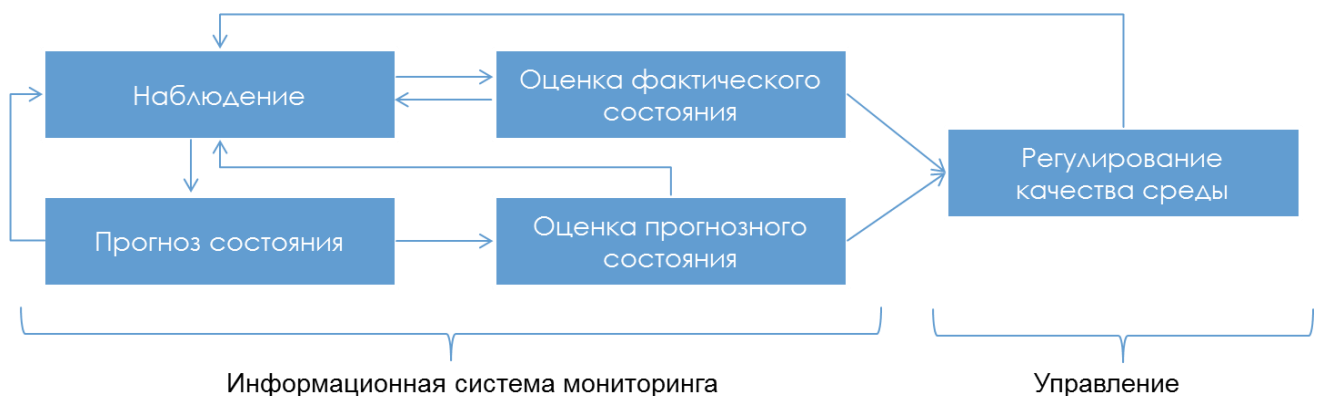


Рисунок 3.11 – Принципиальная схема системы экологического мониторинга

Источник: [151]

Основа для действующей системы государственного мониторинга состоит из структурированной сети пунктов наблюдений Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромет), они установлены в крупных городах, на водотоках и водоёмах в районах с повышенным уровнем антропогенного воздействия и на незагрязнённых участках.

Начиная с 2012 года в Российской Федерации действует единая система государственного экологического мониторинга (Федеральный Закон № 331), осуществление работы данной системы должно обеспечиваться за счет создания и функционирования информационных ресурсов и наблюдательных сетей в рамках подсистемы государственного мониторинга окружающей среды, а также посредством формирования и дальнейшего использования государственного фонда данных.

Создание и развитие единой системы государственного экологического мониторинга выполняется с целью повышения качества обеспечения охраны окружающей среды.

Данный Федеральный закон позволяет сформировать информационную базу для выполнения организационных и управленческих решений при работе над повышением качества окружающей среды. Такая информационная основа будет иметь фоновые показатели среды, которые в свою очередь привязываются к изменению состояния компонентов среды, а также конкретные источники и виды негативного воздействия.

Все это дает возможность для организаций обратной связи между состоянием и показателями качества окружающей среды и мероприятиями по развитию стратегии социального-экономического развития страны и регионов. Также появляется возможность реагировать органами по экологическому надзору на происходящие негативные изменения природной среды, а также при планировать региональные и федеральные программы в области охраны окружающей среды.

При создании единой информационной базы по объемам выбросов CO<sub>2</sub> по каждому источнику эмиссии, необходимо проводить как можно более точную оценку потенциала замещения оборудования традиционной генерации электроэнергии на системы, использующие возобновляемую энергетику. При этом оценивается показатель необходимых инвестиционных затрат, объем сокращения выбросов ПГ, экономия энергоресурсов, тем самым оценивается долгосрочное развитие региона, с выделением экономических, экологических, налоговых и социальных изменений.

Предлагаемая в диссертационном исследовании модель позволяет производить региональную оценку потенциала замещения дизельных электростанций. Для этого необходимо создание единой информационной базы по объемам выбросов CO<sub>2</sub> по каждому источнику загрязнения, и тем самым производить оценку технико-экономического потенциала замещения традиционной генерации электроэнергии возобновляемыми энергетическими ресурсами.

Рассмотрим потенциал замещения ДЭС на горнодобывающих объектах Хабаровского края. Хабаровский край является одним из ведущих регионов России по добыче полезных ископаемых. На его территории в недрах залегает десятая часть дальневосточных запасов золота, четверть платины, половина меди, двадцать процентов олова и без малого восемь

процентов угля. Имеются ресурсные углеводородные перспективы, как на материковой части края, так и на прилегающих морских акваториях.

На территории Хабаровского края действует более 275 лицензий на поиск, разведку и добычу полезных ископаемых, в том числе 212 - на благородные металлы, 20 - на твердые полезные ископаемые, 16 - уголь, 25 - на минеральные и пресные воды с объемом добычи более 500 куб. м в сутки, 2 – на строительство и эксплуатацию подземных сооружений. Кроме этого выдана 171 лицензия на поиск, разведку и добычу месторождений общераспространенных полезных ископаемых и 196 лицензий на геологическое изучение и добычу или добычу подземных вод с объемом до 500 куб. м в сутки (рисунок 3.12).

В настоящее время в крае ведётся добыча драгоценных и цветных металлов, каменного и бурого углей, подземных питьевых и минеральных вод, строительных материалов. Разрабатываются месторождения рудного и россыпного золота, россыпной платины, олова, каменного и бурого углей, минеральных вод и строительных материалов.

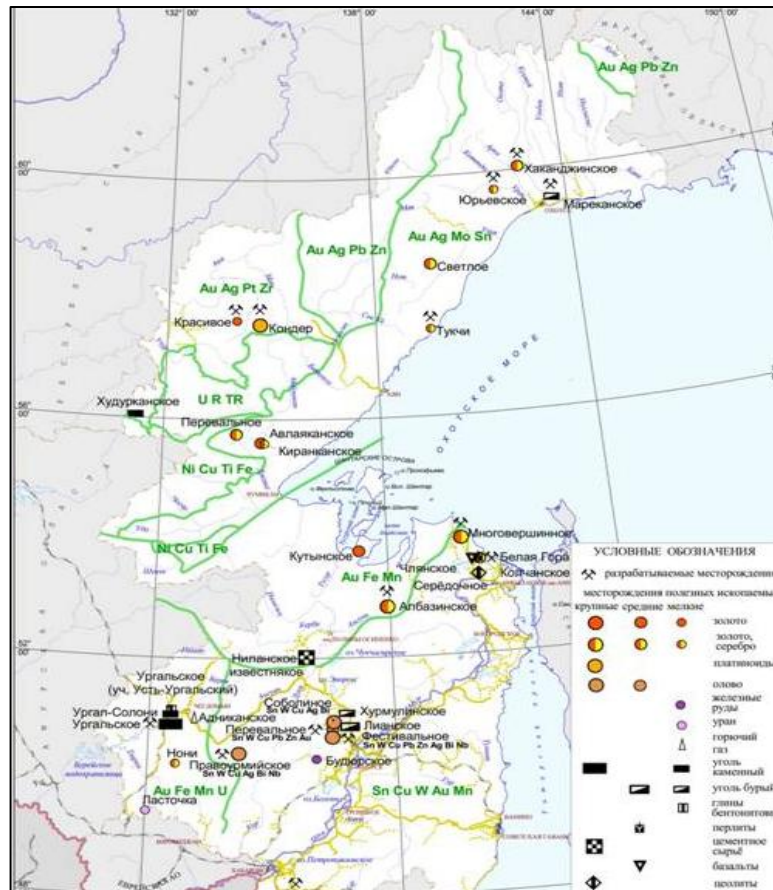


Рисунок 3.12. Действующие месторождения цветных металлов Хабаровского края

Источник: [59]

Горнодобывающая промышленность играет значительную роль в экономике Хабаровского края. На ее долю приходится 9,1 % объемов отгруженных товаров и 9,5 % поступлений в бюджет края. В отрасли работает более 8 тыс. человек. В отрасли одна из самых

высоких заработных плат в крае. По итогам 2016 года средняя заработная горняков составила около 83,0 тыс. рублей.

Основными золотодобывающими предприятиями являются ООО "Ресурсы Албазино" в муниципальном районе им П. Осипенко, ООО "Охотская горно-геологическая компания" в Охотском муниципальном районе, ООО "Белая гора" и АО "Многовершинное" в Николаевском муниципальном районе на долю которых приходится около 80 процентов добычи золота в крае.

Более половины россыпного золота добывают АО "Дальневосточные ресурсы" в Николаевском и им П. Осипенко муниципальных районах, и артель старателей "Воток" в Тугуро-Чумиканском и Аяно-Майском муниципальных районах.

Предлагаемая модель позволяет производить региональную оценку потенциала замещения дизельных электростанций. Так, например, в Хабаровском крае добычу драгоценных и цветных металлов осуществляет 21 предприятие в том числе: 5 предприятий ведущих добычу рудного золота, 13 россыпного, 1 предприятие добывающее платину и 2 предприятия ведущие разработку оловорудных месторождений. 11 предприятий используют ДЭС для обеспечения жизнедеятельности своих объектов. В год суммарный расход ДТ составляет около 70 тыс. т, а это примерно 145 тыс. т CO<sub>2</sub> эквивалента.

При внедрении от 10 до 20 % ВИЭ расход ДТ сократится на 6,7-13,4 тыс. т, что в переводе на CO<sub>2</sub> составляет порядка 14,5-29 тыс. т CO<sub>2</sub> эквивалента. Экономия затрат на ДТ (при цене от 38 до 48 тыс. руб. за т) составит около 288 – 577 млн. рублей.

При широкомасштабном внедрении энергосистем на основе возобновляемых энергетических ресурсов на территории Дальнего Востока с процентом замещения традиционной энергетики порядка 15-20 % можно достичь заметных результатов по сокращению выбросов ПГ, при этом предприятия значительно сократят затраты на электроэнергию.

### **ВЫВОДЫ ПО 3 ГЛАВЕ**

1. Для выбора оптимальной системы энергообеспечения текущих и перспективных проектов в горнопромышленном комплексе, с применением возобновляемых энергетических ресурсов, целесообразно использовать разработанную технико-экономическую модель, учитывающую возможные сценарные прогнозы изменений институциональных условий реализации проектов, а также их технологических и экономических параметров.

2. Определены показатели экономической эффективности проекта замещения ДЭС, на основе использования разработанной модели по четырем сценариям: «Базовый вариант»;

«Базовый вариант + Налог на CO<sub>2</sub> (Блок условий 1)»; «Базовый вариант + Прогноз на 2022 г. (Блок условий 2)»; «Прогноз на 2022 г.+ Налог на CO<sub>2</sub> (Блок условий 2)».

3. При широкомасштабном внедрении ВИЭ на территории Дальнего Востока в состав систем энергообеспечения объектов горной промышленности с процентом замещения в 15-20 %, можно достичь заметных результатов по сокращению выбросов ПГ, при этом предприятия значительно сократят затраты на электроэнергию.

4. При создании эффективной системы экологического мониторинга и единой информационной базы по объемам выбросов CO<sub>2</sub> по каждому источнику загрязнения, можно производить более-менее точную оценку потенциала замещения традиционной генерации электроэнергии на возобновляемые источники энергии. При этом оценивается показатель необходимых инвестиционных затрат, объем сокращения выбросов ПГ, экономия энергоресурсов, тем самым оценивается долгосрочное развитие региона, с выделением экономических, экологических, налоговых и социальных изменений.

5. При широкомасштабном внедрении ВИЭ на территории Дальнего Востока, можно обеспечить сбалансированное энергообеспечение с использованием, как традиционных энергоресурсов, так и возобновляемых. При этом если обеспечить 15-20 % возобновляемой энергетике в общем объеме энергопотребления, можно достичь заметных результатов по сокращению выбросов ПГ, а предприятия горнопромышленного комплекса значительно сократят затраты на электроэнергию.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является законченной научно-квалификационной работой, в которой решена актуальная задача по формированию рыночного механизма использования возобновляемых энергетических ресурсов в горнопромышленном комплексе.

В ходе исследования были получены следующие научные и практические результаты:

1. Проведен анализ технологических, экономических и институциональных факторов развития возобновляемой энергетики в мире, а также выполнена оценка потенциала использования возобновляемых энергетических ресурсов на территории РФ.

2. Систематизированы факторы, условия и предпосылки, обосновывающие возможность и экономическую целесообразность применения возобновляемых энергетических ресурсов в регионах России, обладающих высоким потенциалом внедрения и развития альтернативной энергетики и большим количеством предприятий горнопромышленного комплекса.

3. Предложен рыночный механизм регулирования углеродного рынка, обосновывающий варианты налоговых сборов за выбросы парниковых газов в атмосферу и разработан алгоритм ускоренного перехода предприятий горнопромышленного комплекса к низкоуглеродной энергетике, стимулирующий, в том числе, внедрение систем энергообеспечения с использованием возобновляемых энергетических ресурсов

4. Разработана технико-экономическая модель оценки целесообразности использования возобновляемых энергетических ресурсов в горнопромышленном комплексе на основе сценарного подхода, предполагающего введение налога на углекислый газ и изменений прогнозных параметров величины капитальных и эксплуатационных затрат при внедрении систем альтернативной энергетики.

5. Проанализирован мировой опыт углеродного регулирования, включая аспекты формирования углеродных рынков, посредством введения налога на CO<sub>2</sub>. По результатам проведенного анализа выявлена устойчивая тенденция роста доли установленной мощности возобновляемых источников энергии в энергетических балансах анализируемых стран.

6. Предложен комплекс технико-экономических показателей и их критические значения, специфичных для реализации проектов по энергообеспечению удаленных предприятий горнопромышленного комплекса с использованием возобновляемых источников энергии.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вишнеvский А., Андреев Е. (2014) К 2030 году население России может вырасти до 150 млн человек. НИУ ВШЭ. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://iq.hse.ru/news/177666200.html>
2. ИНЭИ РАН, АЦ (2016) Прогноз развития энергетики мира и России 2016. М.: Институт энергетических исследований РАН, Аналитический центр при Правительстве РФ.
3. Проскурякова Л.Н., Ермоленко Г.В. Возобновляемая энергетика 2030: глобальные вызовы и долгосрочные тенденции инновационного развития / Л.Н. Проскурякова, Г.В. Ермоленко. – М.: НИУ ВШЭ, 2017. – 96стр.
4. Глава ООН призвал добиваться развития энергетики будущего, Центр новостей ООН, январь 2016, [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://www.un.org/russian/news/story.asp?NewsID=25262#.WKdGvW\\_yiHs](http://www.un.org/russian/news/story.asp?NewsID=25262#.WKdGvW_yiHs)
5. Стройков Г.А. «Экономический потенциал развития возобновляемой энергетики и ее роль в горной промышленности», (104) УЭКС, 10/2017.[Электронный ресурс] - Режим доступа: [http://uecs.ru/index.php?option=com\\_flexicontent&view=items&id=4563](http://uecs.ru/index.php?option=com_flexicontent&view=items&id=4563)
6. Лукутин Б.В. Возобновляемые источники энергии: учебное пособие. / Б.В. Лукутин. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2008. – 184 с.
7. Копылов А. Экономика ВИЭ. Издание 2-е, переработанное и дополненное / А. Копылов — «Издательские решения», 2017. - 576 с.
8. Инвестиции в развитие возобновляемой энергетики в России: Правовые проблемы и возможности (IFC, 2012), с. 8, [Электронный ресурс] - Режим доступа: [https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/REGION\\_EXT\\_Content/IFC\\_External\\_Corporate\\_Site/Europe+and+Central+Asia](https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/REGION_EXT_Content/IFC_External_Corporate_Site/Europe+and+Central+Asia)
9. Возобновляемая энергетика: официальная статистика от IRENA, 31.03.2017 г. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://renewable-energy-official-statistics-from-irena/>
10. Официальная статистика от IRENA [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.irena.org/solar>
11. В. Сидорович В 2017 году в Китае было построено 53 ГВт солнечных электростанций [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://renewable-energy-official-statistics-from-irena/>
12. Официальный сайт Глобальный Совет по Ветроэнергетике (GWEC) [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://gwec.net/>

13. Обзор фотоэлектрических технологий. Филипп Мальбранш, Руководитель исследовательской программы CEA-INES, координатор совместной программы EERA PV [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://docplayer.net/37173495-Overview-of-pv-technologies-philippe-malbranche-cea-ines-research-programme-manager-eera-pv-joint-programme-coordinator.html>
14. Н.Аванесюк «Установлен новый рекорд КПД многопереходных солнечных модулей», 30.08.2017 г. [Электронный ресурс] - Режим доступа: [https://hightech.fm/2017/08/30/nrel\\_cell\\_efficiency](https://hightech.fm/2017/08/30/nrel_cell_efficiency)
15. Н.Аванесюк «Китай наладит массовый выпуск солнечных панелей с высоким КПД», 15.09.2017 г. [Электронный ресурс] - Режим доступа: [https://hightech.fm/2017/09/15/china\\_mass\\_market\\_pvs](https://hightech.fm/2017/09/15/china_mass_market_pvs)
16. А. Литвинюк «Системы хранения энергии. Итоги года.» 19.12.2016 г. [Электронный ресурс] - Режим доступа: [http://elektrovesti.net/50689\\_itogi-goda-sistemy-akkumulirovaniya-energii](http://elektrovesti.net/50689_itogi-goda-sistemy-akkumulirovaniya-energii)
17. Глобальное накопление энергии: Обзор за 2017 год и прогноз на 2018-2022 годы [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://www.greentechmedia.com/research/report/global-energy-storage-2017-year-in-review-and-2018-2022-outlook#gs.5mQ=t9M>
18. J. Jansen Global battery energy storage pipeline reaches record 10.4 GW in the first quarter of 2018 [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://technology.ihc.com/601950/global-battery-energy-storage-pipeline-reaches-record-104-gw-in-the-first-quarter-of-2018>
19. В. Сидорович Накопители энергии: итоги 2017 и краткосрочный прогноз. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://renen.ru/energy-storage-results-of-2017-and-short-term-forecast/>
20. В. Сидорович Рынок накопителей энергии вырастет до 125 ГВт к 2030 году [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://renen.ru/energy-storage-market-will-grow-to-125-gw-by-2030-bnef/>
21. Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030 [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>
22. Елистратов В.В. Возобновляемая энергетика/ В.В. Елистратов – 3-е изд., доп. – СПб.: Издательство Политехнического университета, 2016 – 424 с. [Электронный ресурс.] Режим доступа: <http://elib.spbstu.ru/dl/2/s16-145.pdf/view>
23. Projected Costs of Generating Electricity // Joint report by the International Energy Agency (IEA) and the Nuclear Energy Agency (NEA). – 8 edition. – 2015 [Электронный ресурс] - Режим доступа: [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected\\_costs.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf)



24. Global Trends in Renewable Energy Investment 2015. Bloomberg New Energy Finance [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://fs-unep-centre.org/publications/global-trends-renewable-energy-investment-2015>

25. Planning for the renewable future Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies. The International Renewable Energy Agency (IRENA) – [Электронный ресурс] - Режим доступа: [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_Planning\\_for\\_the\\_Renewable\\_Future\\_2017.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Planning_for_the_Renewable_Future_2017.pdf)

26. С.В. Голубев Применение энергоустановок и энергокомплексов на базе возобновляемых и альтернативных источников энергии для энергообеспечения объектов газового комплекса. /С.В. Голубев, к.т.н., ОАО «НИПОМ» г. Дзержинск . [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.nipom.ru/media/news/primeneniye-energoustanovok-i-energokompleksov-obyektov-gazovogo-kompleksa>

27. Renewable Power Generation Costs in 2017 [Электронный ресурс] - Режим доступа: [http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA\\_2017\\_Power\\_Costs\\_2018\\_summary.pdf](http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018_summary.pdf)

28. Ю.В. Черняховская Эволюция методологических подходов к оценке стоимости электроэнергии. Анализ зарубежного опыта. Национальный исследовательский ядерный университет МИФИ, г. Москва. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://vestnik.ispu.ru/sites/vestnik.ispu.ru/files/published/4-16-str.56-68.pdf>

29. В. Сидорович Ветровая и солнечная энергетика — самые дешёвые технологии генерации [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://renen.ru/wind-and-solar-energy-are-the-cheapest-generation-technologies/>

30. Levelized Cost of Energy 2017 [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-2017/>

31. Стройков, Г. А. О растущей роли возобновляемых источников энергии в общемировом энергетическом балансе и перспективы развития их использования для предприятий горной промышленности на дальнем востоке РФ / Г. А. Стройков // Глобальная энергетика: партнерство и устойчивое развитие стран и технологий: сборник научно-практической конференции в рамках Форума проектов программ Союзного государства – VI Форума вузов инженерно-технологического профиля, 24–28 октября 2017 г. – Минск : БНТУ, 2018. – С. 52-56.

32. Energy and Mines Renewables in Mining Awards. Energy and Mines World Congress. Toronto 2016. [Электронный ресурс]. - Режим доступа:

<http://energyandmines.com/2016/12/energy-and-mines-awards-over-a-dozen-mines-celebrated-for-leadership-in-renewables/>

33. Стройков Г.А. Использование возобновляемых источников энергии на горных предприятиях // Экономика и предпринимательство № 11-2 (76-2) 2016 г. – с. 1046-1048.

34. “Renewable Energy for the Mining Industry Revenue by Technology, Aggressive Investment Scenario, World Markets: 2013-2022,” Renewable Energy in the Mining Industry, Navigant Consulting, Inc., 2013. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: [https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY\\_-\\_Mining:\\_the\\_growing\\_role\\_of\\_renewable\\_energy/%24File/EY-mining-the-growing-role-of-renewable-energy.pdf](https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY_-_Mining:_the_growing_role_of_renewable_energy/%24File/EY-mining-the-growing-role-of-renewable-energy.pdf)

35. Стройков Г.А. Возобновляемые источники энергии в горной промышленности («Renewable Energy in the Mining Industry») // Сборник материалов 56-ой научной конференции студентов и молодых ученых. 10 декабря 2015 г. – г. Краков: Краковская горно-металлургическая академия (AGH), 2015.- с. 42.

36. Jax Jacobsen, «A new way to power mining projects», www. MiningMagazine.com, June 2015, [Электронный ресурс] - Режим доступа: [http://www.cronimet-mining.com/site/assets/files/3185/a\\_new\\_way\\_to\\_power\\_-\\_mm\\_jun\\_2015.pdf](http://www.cronimet-mining.com/site/assets/files/3185/a_new_way_to_power_-_mm_jun_2015.pdf)

37. Jessica Burke, Australia's first 100% renewable energy-powered mine, Mining Australia, 2011. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.miningaustralia.com.au/news/australia-s-first-100-renewable-energy-powered-1->

38. Opportunities: Renewable Energy Projects Near Mines -- Chile, Brazil, Canada, Africa, Deal Structure, [Электронный ресурс] - Режим доступа: [http://www.chadbourne.com/Renewable\\_Energy\\_Near\\_Mines\\_projectfinance](http://www.chadbourne.com/Renewable_Energy_Near_Mines_projectfinance)

39. Thomas Hillig (THEnergy) and James Watson (SolarPower Europe), «Solar, storage and mining: New opportunities for solar power development», [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://solarpowereurope.org/insights/solar-and-mining-paper/>

40. Building a wind farm in arctic conditions: Rio Tinto's Diavik mine By Elizabeth Judd, Canadian Clean Energy Conferences, Renewables and Mining, 2013 [Электронный ресурс] - Режим доступа: [http://www.riotinto.com/documents/2015\\_Diavik\\_Sustainable\\_Development\\_report.pdf](http://www.riotinto.com/documents/2015_Diavik_Sustainable_Development_report.pdf)

41. Solar PV for Codelco and Collahuasi by Elizabeth Judd, Canadian Clean Energy Conferences, Renewables and Mining, 2013. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://www.codelco.com/memoria2015/pdf/memoria-anual/en/codelco-annual-report-2015.pdf>

42. Renewable Energy & Mining, Renewables and Mining, 2013 [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://renewablesandmining.com/blog/>

43. Power sector cumulative investment by type and region in the New Policies Scenario, 2013-2035," World Energy Outlook 2013, OECD/IEA, 2013. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEIO2014.pdf>
44. J-P Bonardi, S Urbiztondo & B Quelin, «The Political Economy of International Regulatory Convergence in Public Utilities» (2007) [Электронный ресурс] - Режим доступа: [www.aaep.org.ar/anales/works/works2007/bonardi.pdf](http://www.aaep.org.ar/anales/works/works2007/bonardi.pdf).
45. D. de Jager & M Rathmann, Policy Instrument Design to Reduce Financing Costs in Renewable Energy Technology Projects. Ecofys, 2008 [Электронный ресурс] - Режим доступа: [http://www.ecofys.com/files/files/report\\_policy\\_instrument\\_design\\_to\\_reduce\\_financing\\_costs\\_in\\_renewable\\_energy\\_technology\\_pro.pdf](http://www.ecofys.com/files/files/report_policy_instrument_design_to_reduce_financing_costs_in_renewable_energy_technology_pro.pdf).
46. D Arora, Indian Renewable Energy Status Report Background Report for DIREC (National Renewable Energy Laboratory, 2010) [Электронный ресурс] - Режим доступа: [www.nrel.gov/docs/fy11osti/48948.pdf](http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/48948.pdf).
47. О.С. Попель, Возобновляемые источники энергии в регионах Российской Федерации: проблемы и перспективы. Электронный журнал Энергосовет, № 5 (18), 2011. – С. 82-86.
48. А. Беляков, А. Орлов, А. Голубович, "Альтернативная энергетика в России – замена углю и газу или несбыточная мечта?", журнал "Компьютерра", 2009 г., [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://old.computerra.ru/readitorial/397704/>
49. Андреевко и др. Атлас ресурсов возобновляемой энергии на территории России: науч. издание. М.: РХТУ им. Д. И. Менделеева, 2015 г.
50. Мировая энергетика и переход к устойчивому развитию //Беляев Л.С., Марченко О.В., и др. – Новосибирск: Наука, 2000. – 269 с.
51. Экономика природопользования: учебник / С. В. Макара, В. Г. Глушкова. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Издательство Юрайт, 2011. — 588 с.
52. Безруких П.П., Арбузов Ю.Д., Борисов Г.А., Виссарионов В.И., Евдокимов В.М., Малинин Н.К., Огородов Н.В., Пузаков В.Н., Сидоренико Г.И. и Шпак А.А. (2002), Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России. СПб, Наука, 2002г.-314 с.
53. Техничко-экономические характеристики ветроэнергетики (справочные материалы). Виссарионов В.И., Дерюгина Г.В., Кузнецова В.А., Лебедь В.Л., Малинин Н.К./Под ред. В.И.Виссарионова. – М.: Изд-во МЭИ, 1997. – 132 с.
54. Энергетическое оборудование для использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии: Справочник-каталог. Виссарионов В.И., Белкина С.В.,

Дерюгина Г.В., Кузнецова В.А., Малинин Н.К. – М.: АО «Новые и возобновляемые источники энергии», 2004. – 448 с.

55. Автономов А.Б. Мировая энергетика: состояние, масштабы, перспективы, устойчивость развития, проблемы экологии, ценовая динамика топливно-энергетических ресурсов//Электрические станции, 2000. – № 5. – с. 54.

56. Голубев В.А, Новикова Н.М., Редько И.Я., Аналитическая записка на тему: «О путях развития рынка генерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), Министерство энергетики Российской Федерации, Москва, 2011 г. – 220 с.

57. Стройков Г.А. «Экономический потенциал развития возобновляемой энергетики и ее роль в горной промышленности», (104) УЭКС, 10/2017.[Электронный ресурс] - Режим доступа: [http://uecs.ru/index.php?option=com\\_flexicontent&view=items&id=4563](http://uecs.ru/index.php?option=com_flexicontent&view=items&id=4563)

58. Алексей Текслер на «Российской энергетической неделе»: возобновляемая энергетика в России показывает количественный и качественный рост, 04.10.2017 г. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/9455>

59. NEDRADV-новостной портал о недропользовании [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://nedradv.ru/>

60. ТАСС «Дальний восток: энергетика роста», ПАО «РусГидро» [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://tass.ru/rushydro-dv/energetikadv/2181563>

61. Инвестиции в развитие возобновляемой энергетики в России: Правовые проблемы и возможности (IFC, 2012), с. 8, [Электронный ресурс] - Режим доступа: [http://www1.ifc.org/wps/wcm/connect/region\\_ext\\_content/regions/europe+middle+east+and+north+afrika/ifc+in+europe+and+central+asia/publications/financing+renewable+energy+investments+in+russia+-+legal+challenges+and+opportunities](http://www1.ifc.org/wps/wcm/connect/region_ext_content/regions/europe+middle+east+and+north+afrika/ifc+in+europe+and+central+asia/publications/financing+renewable+energy+investments+in+russia+-+legal+challenges+and+opportunities)

62. Прогноз развития энергетики мира и России 2016. М.: Институт энергетических исследований РАН, Аналитический центр при Правительстве РФ, 2016 г.

63. Будущее литиевых аккумуляторов, 2017 г. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://alternativenergy.ru/tehnologii/679-buduschee-litievyyh-akkumulyatorov.html>

64. Прогноз научно-технологического развития России: 2030. Энергоэффективность и энергосбережение / под ред. Л. М. Гохберга, С. П. Филиппова. М.: Минобрнауки России, НИУ ВШЭ. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://prognoz2030.hse.ru/news/118393003.html>

65. ГИС в области энергосбережения и повышения энергоэффективности (2016) Солнечная энергетика России: перспективы и проблемы развития. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://gisee.ru/articles/solar-energy/24510/>

66. Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года. Утвержден Министром энергетики Российской Федерации

Федерации 14 октября 2016 г. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/6365>

67. Энергетический разворот к солнцу // Мониторинг глобальных технологических трендов (трендлеттер). № 8. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://issek.hse.ru/trendletter/>

68. Новак А. В. Основные направления повышения энергоэффективности и развития энергетики, 2013 г. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://federalbook.ru/files/FS/Soderjanie/FS-27/VI/Novak.pdf>

69. Федеральный закон от 4 ноября 2007 г. № 250-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России».

70. Энергетическая стратегия России на период до 2035 г.

71. Распоряжение Правительства РФ от 22.02.2008 № 215-р. Прогноз возможностей развития электростанций на базе ВИЭ;

72. Постановление Правительства РФ от 03.06.2008 № 426. Критерии и порядок квалификации электрических станций и отдельных энергоустановок;

73. Распоряжение Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р, от 28.07.2015 № 1472-р. Цели и принципы использования ВИЭ, целевые показатели объема производства и потребления;

74. Распоряжение Правительства РФ от 04.10.2012 № 1839-р. Меры стимулирования производства электрической энергии генерирующими объектами;

75. Постановление Правительства РФ от 28.05.2013 N 449 (ред. от 10.11.2015) "О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности" (вместе с "Правилами определения цены на мощность генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии")

76. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 23.01.2015 № 47-р. Стимулирование использования ВИЭ на розничном рынке.

77. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике». Полномочия/обязанности органов власти в области регулирования и поддержки использования ВИЭ;

78. Постановление Правительства Российской Федерации от 23 января 2015 г. № 47 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии на розничных рынках электрической энергии».

79. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 28 июля 2015 г. № 1472-р «О внесении изменений в акты Правительства Российской Федерации».

80. Приказ ФАС России от 30 сентября 2015 г. № 900/15 «Об утверждении Методических указаний по установлению цен (тарифов) и (или) предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях».

81. Федеральный закон № 35-ФЗ (ред. от 03 июля 2016 г.) «Об электроэнергетике» (с изм. и доп., вступ. в силу с 31 июля 2016 г.).

82. Ремес Я., Фаррелл Д. Повышение энергоэффективности в развивающихся странах, 2013 г. // Вестник McKinsey № 27. С. 39–44.

83. Рябов Б. А. Национальная технологическая инициатива: дорожная карта развития рынка EnergyNet. М. 2015 г.: Агентство стратегических инициатив, РВК. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://studydoc.ru/doc/4983382/2015-07-17---prezentaciya-energynet-k-mrg>

84. Apergis N., Payne J. E. (2010) Renewable energy consumption and economic growth evidence from a panel of OECD countries // Energy Policy. Vol. 38. Iss. 1. P. 656–660.

85. Apergis N., Payne J. E. (2014) Renewable energy, output, CO2 emissions, and fossil fuel prices in Central America: Evidence from a nonlinear panel smooth transition vector error correction model // Energy Economics. № 42. P. 226–232.

86. Elistratov V. V., Knežević M., Denisov R., Konishchev M. (2014) Problems of constructing wind-diesel power plants in Harsh climatic conditions // Journal of Applied Engineering Science Vol. 12. Iss. 1. P. 29–36.

87. European Commission (2014) 2013 Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan (Technology Descriptions). Luxembourg: Publications Office of the European Union. [Электронный ресурс] - Режим доступа: [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EuropeanUnion\\_2014.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EuropeanUnion_2014.pdf)

88. Karakosta C., Pappas C., Marinakis V., Psarras J. (2013) Renewable energy and nuclear power towards sustainable development: Characteristics and prospects // Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 22. P. 187–197.

89. К.С. Дегтярёв, А.М. Залиханов, А.А.Соловьёв К вопросу об экономике возобновляемых источников энергии, ФГУП "Академический научно-издательский, производственно-полиграфический и книгораспространительский центр "Наука", 2016 г. [Электронный ресурс] - Режим доступа:

[https://istina.msu.ru/media/publications/article/a76/9ec/27493822/K\\_VOPROSU\\_OB\\_EKONOMIKE\\_VOZOBNOVLYaEMYiH\\_ISTOChNIKOV\\_ENERGII.pdf](https://istina.msu.ru/media/publications/article/a76/9ec/27493822/K_VOPROSU_OB_EKONOMIKE_VOZOBNOVLYaEMYiH_ISTOChNIKOV_ENERGII.pdf)

90. Ежемесячные и годовые отчёты о ситуации в электроэнергетике. Министерство Энергетики Российской Федерации. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/4858>

91. Малинина, Т.В. Комплексный подход к оценке эффективности систем поддержки развития ВИЭ / Т.В. Малинина, М.С. Шклярчук // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. 2012. - № 4. - С. 222-225.

92. Будущие мировой электроэнергетики. Подготовка к новым возможностям и угрозам. World Energy Outlook, IEA, 2014 [Электронный ресурс] - Режим доступа: [https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ru/Documents/energy-resources/ru\\_The\\_future\\_of\\_global\\_power\\_sector\\_RUS.pdf](https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ru/Documents/energy-resources/ru_The_future_of_global_power_sector_RUS.pdf)

93. Anatole Boute, «Promoting Renewable Energy through Capacity Markets: An Analysis of the Russian Support Scheme» (2012) 46 Energy Policy, с. 68

94. Global Trends in Renewable Energy Investment, Bloomberg New Energy Finance, 2015 [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/publications/globaltrendsrenewableenergyinvestment2017.pdf>

95. Россия может увеличить отрасль возобновляемой энергетики в четыре раза до 2030 года, 2017 г. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://renewnews.ru/rossiya-mozhet-uvelichit-otrasl-vozobnovlyajemoj-energetiki-v-chetyre-raza-do-2030-goda/>

96. Новые технологии в солнечной энергетике. 2017 г. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://altenergiya.ru/sun/novye-texnologii-v-solnechnoj-energetike-2.html>

97. Шклярчук М.С. Возобновляемая энергетика: экономические инструменты поддержки и оценка их нормативно-правового закрепления. СПб, 2015. [Электронный ресурс] - Режим доступа: [https://eu.spb.ru/images/centres/ENERPO\\_RC/Reports/2015\\_Shklayruk.pdf](https://eu.spb.ru/images/centres/ENERPO_RC/Reports/2015_Shklayruk.pdf)

98. Удалов С.Н. Возобновляемые источники энергии: Учебник/ Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 432 с.

99. Технологии и оборудование возобновляемой энергетики. Каталог технологий и изделий, разработанных и производимых в системе ГНУ ВИЭСХ. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2003. – 32 с.

100. Елистратов В.В. Возобновляемая энергетика. СПб, Изд-во Политехнического университета, 2016, - 417 с.

101. Экологическое налогообложение. Теория и мировые тренды. Майбуров И.А., Иванов Ю.Б., Багаутдинова И.В., Башкирова Н.Н., Быков С.С., Магарил Е.Р., Воронина Т.В., Гаркушенко О.Н., Глоба С.Б., Голубева А.С. и др. монография для магистрантов, обучающихся

по программам направлений «Экономика», «Государственный аудит» и «Финансы и кредит» / Москва, 2018. – 354 с.

102. Панцхава Е. С., Беренгартен М. Т., Ванштейн С. И. Биогазовые технологии. Проблемы экологии, энергетики, сельскохозяйственного производства. М.: МГУИЭ, 2008 г. ЗАО «Экорос». – 185 с.

103. В . Андриенко Законодательство и поддержка ВИЭ. Особый путь России. . [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://altenergiya.ru/apologiya/alternativnaya-energetika-rossii.html>

104. Федоров, М.П. Энергетические технологии и мировое экономическое развитие: прошлое, настоящее и будущее / Федоров М.П., Огороков В.Р., Огороков Р.В.-СПб. : Наука, 2010.-412

105. World Bank and Ecofys (2017). Carbon Pricing Watch 2017 (May). Washington DC: World Bank. [Электронный ресурс] - Режим доступа: [http://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map\\_data](http://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data)

106. ICAP (2017). Emissions Trading Worldwide: Status Report 2017. Berlin: International Carbon Action Partnership. [Электронный ресурс] - Режим доступа: [https://icapcarbonaction.com/en/?option=com\\_attach&task=download&id=447](https://icapcarbonaction.com/en/?option=com_attach&task=download&id=447)

107. Global panorama of carbon prices in 2017 . I4CE - Institute for Climate Economics. . Paris, October 2017 . [Электронный ресурс] - Режим доступа: [http://eic-ano.ru/publications/other/download/Global\\_Panorama\\_Carbon\\_prices\\_2017\\_FINAL\\_5p\\_2.pdf](http://eic-ano.ru/publications/other/download/Global_Panorama_Carbon_prices_2017_FINAL_5p_2.pdf)

108. Диссертация Сидорова К.И.[Электронный ресурс] - Режим доступа: [http://old.spmi.ru/system/files/lib/sci/aspirant-doctorant/avtoreferaty/2016/2016-2/dissertaciya\\_sidorova\\_k.i.pdf](http://old.spmi.ru/system/files/lib/sci/aspirant-doctorant/avtoreferaty/2016/2016-2/dissertaciya_sidorova_k.i.pdf)

109. Мировая Энергетическая Статистика Yearbook [Электронный ресурс.] - Режим доступа: <https://yearbook.enerdata.ru>

110. Официальный сайт независимой информационно-консалтинговой компании Enerdata [Электронный ресурс.] - Режим доступа: <https://www.enerdata.ru>

111. BP Statistical Review of World Energy 2016 [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>

112. Стройков Г.А. Регулирование выбросов CO<sub>2</sub> и направления развития российской промышленности // Научный форум: Экономика и менеджмент: сб. ст. по материалам VII междунар. Науч.-практ. Конф. — № 5(7). — М., Изд. «МЦНО», 2017. – с. 71- 77.

113. REmap 2030 Renewable Energy Prospects for Russian Federation, Working paper, IRENA, 2017, Abu Dhabi. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.irena.org/Remap>



114. Renewable capacity statistics 2018 [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.irena.org/publications/2018/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2018>

115. Минэнерго России Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года. Утвержден Министром энергетики Российской Федерации 14 октября 2016 г. Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/6365>

116. Итоги работы Минэнерго России и основные результаты функционирования ТЭК в 2015 году /Минэнерго России // [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/4436>

117. Официальный сайт Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации [Электронный ресурс.] - Режим доступа: <http://www.mnr.gov.ru>

118. Проект модели государственного регулирования выбросов парниковых газов в Российской Федерации [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/10356>

119. Аналитический доклад «Риски реализации Парижского климатического соглашения для экономики и национальной безопасности России» / Институт проблем естественных монополий. [Электронный ресурс] - Режим доступа: [http://www.ipem.ru/files/files/other/doklad\\_riski\\_realizacii\\_parizhskogo\\_klimaticheskogo\\_soglasheniya\\_dlya\\_ekonomiki\\_i\\_nacionalnoy\\_bezopasnosti\\_rossii.pdf](http://www.ipem.ru/files/files/other/doklad_riski_realizacii_parizhskogo_klimaticheskogo_soglasheniya_dlya_ekonomiki_i_nacionalnoy_bezopasnosti_rossii.pdf)

120. Васильев, Ю.С. Оценки ресурсов возобновляемых источников энергии : справочник учеб. пособие / Ю.С. Васильев, П.П. Безруких, В.В. Елистратов, Г.И. Сидоренко. - СПб. Изд-во Политех. ун-та, 2008. - 250 с.

121. Зак Ю.А., Принятие многокритериальных решений – Москва: Экономика , 2011.- 236 с.

122. Орлов А.И., Принятие решений. Теория и методы разработки управленческих решений. –М.:ИКЦ «МарТ», 2005. - 496 с.

123. Бородачёв С. М., Имитационное моделирование в экономике : учеб. пособие /С. М. Бородачёв. – Екатеринбург : УрФУ, 2010. – 81 с.

124. Горюнов В.П. Анализ основных факторов энергетической безопасности РФ // Развитие отраслевого и регионального управления М.: ГУУ. 2007. 117 с

125. Стройков Г.А. О возможных вариантах государственного регулирования выбросов парниковых газов в РФ. // Сборник материалов Международные научно-практические конференции Инновационная экономика и менеджмент: теория, методология и концепции модернизации 31 мая 2018 г. – Москва: Центр научного развития «Большая книга», 2018. – с.198-203.

126. Виссарионов В.И., Золотов Л.И. Экологические аспекты возобновляемых источников энергии. – М.: Изд-во МЭИ, 1996. – 155 с.

127. Васильев Ю.С., Хрисанов Н.И. Экология использования возобновляющихся энергоисточников. Л.: Изд-во ЛГУ, 1991. – 343 с.

128. Череповицын А.Е., Ильинова А.А., Смирнова Н.В. Экономические стимулы для энергоэффективного развития и снижения эмиссии углекислого газа: опыт Австралии // Российский экономический интернет-журнал. 2013. № 4. С. 60.

129. Ануфриев, В.П. Инвентаризация эмиссий парниковых газов как инструмент управления экономикой региона / В.П. Ануфриев, А.П. Кулигин, А.Ю. Калетин и др. // Вестник Уральского федерального университета. Серия экономика и управление. - №6/2013. с.72-79.

130. Чернявская Н.В., Клейман А.В. Экологические налоги в зарубежных странах: вопросы применения, Международный бухгалтерский учет № 30 , 2015 г. с. 42- 51

131. С.В. Голубев Применение энергоустановок и энергокомплексов на базе возобновляемых и альтернативных источников энергии для энергообеспечения объектов газового комплекса // «Газовая промышленность», №5 (май), 2017 <http://www.nipom.ru/media/news/primeneniye-energoustanovok-i-energokompleksov-obyektov-gazovogo-kompleksa>

132. Стройков Г.А. Методика оценки целесообразности применение ВИЭ с учетом прогноза развития углеродных налогов в России // Российский экономический интернет-журнал 05/2018 г. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.e-rej.ru/Articles/2018/Stroykov.pdf>

133. Шаповало А.А., Перминов Э.М., Аверьянович В.К., Толмачев В.Н. О современной модернизации систем электроснабжения локальных технологических объектов топливно-энергетического комплекса // Энергетик. 2016. № 12. [Электронный ресурс.] - Режим доступа: <http://www.energetik.energy-journals.ru/index.php/EN/article/view/667>

134. Магарил Е.Р., Абржина Л.Л., Голубева А.С. Эколого-экономические проблемы и перспективы использования топливно-энергетических ресурсов. Вестник УрФУ. Серия: Экономика и управление. 2013. № 5. С. 114-130.

135. Ануфриев В.П., Ануфриева Е.И., Петрунько Л.А. Повышение конкурентоспособности регионов и предприятий за счет зеленой экономики (на примере свердловской области) Вестник УрФУ. Серия: Экономика и управление. 2014. № 3. С. 134-145.

136. В. В. Елистратов Возобновляемая энергетика / Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого. — Электрон. текстовые дан.— Санкт-Петербург, 2016. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://elib.spbstu.ru/dl/2/s16-145.pdf/view>

137. Официальный сайт программного продукта Renewables.ninja [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://www.renewables.ninja>
138. Pfenninger, Stefan and Staffell, Iain (2016). Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. Energy 114, pp. 1251-1265. [Электронный ресурс] - Режим доступа: [http://www.academia.edu/28278744/Long-term\\_patterns\\_of\\_European\\_PV\\_output\\_using\\_30\\_years\\_of\\_validated\\_hourly\\_reanalysis\\_and\\_satellite\\_data](http://www.academia.edu/28278744/Long-term_patterns_of_European_PV_output_using_30_years_of_validated_hourly_reanalysis_and_satellite_data)
139. Staffell, Iain and Pfenninger, Stefan (2016). Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output. Energy 114, pp. 1224-1239. [Электронный ресурс] - Режим доступа: [http://www.academia.edu/28278725/Using\\_bias-corrected\\_reanalysis\\_to\\_simulate\\_current\\_and\\_future\\_wind\\_power\\_output](http://www.academia.edu/28278725/Using_bias-corrected_reanalysis_to_simulate_current_and_future_wind_power_output)
140. Rienecker MM, Suarez MJ, Gelaro R, Todling R, et al. (2011). MERRA: NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications. Journal of Climate, 24(14): 3624-3648. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA/pubs/>
141. Müller, R., Pfeifroth, U., Träger-Chatterjee, C., Trentmann, J., Cremer, R. (2015). Digging the METEOSAT Treasure—3 Decades of Solar Surface Radiation. Remote Sensing 7, 8067–8101. doi: 10.3390/rs70608067 [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.mdpi.com/2072-4292/7/6/8067>
142. SARAH dataset. [Электронный ресурс] - Режим доступа: [http://www.cmsaf.eu/EN/Documentation/Documentation/PUM/pdf/SAF\\_CM\\_DWD\\_PUM\\_METEOSAT\\_HEL\\_1\\_1.pdf?blob=publicationFile](http://www.cmsaf.eu/EN/Documentation/Documentation/PUM/pdf/SAF_CM_DWD_PUM_METEOSAT_HEL_1_1.pdf?blob=publicationFile)
143. Велькин В.И. Методология расчета комплексных систем ВИЭ для использования на автономных объектах. Издательство УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина. Екатеринбург, 2015. – с. 56-61.
144. Перспективные энергетические технологии. Экология, экономика, безопасность и подготовка кадров - 2016. Щеклеин С.Е., Ташлыков О.Л., Велькин В.И., Климова В.А. Материалы научно-практической конференции / Министерство образования и науки Российской Федерации, Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б. Н. Ельцина, Уральский энергетический институт. 2016– 374 с.
145. Методология комплексного решения эколого-экономических и социальных проблем недропользования. Лебедев Ю.В., Ануфриев В.П., Купринин Н.Я., Кокарев К.В., Лебедева Т.А. В сборнике: Инновационные геотехнологии при разработке рудных и нерудных месторождений сборник докладов. Ответственный за выпуск Н. Г. Валиев; Уральский государственный горный университет. 2015. С. 101-108.

146. Новикова О.В., Ван Ф. Управление энергоэффективностью - вклад в устойчивое развитие. В сборнике: Фундаментальные и прикладные исследования в области управления, экономики и торговли Сборник трудов научно-практической и учебной конференции: в 3 частях. 2018. с. 312-315.

147. Гринёв А.В., Новикова О.В. Экономическая эффективность применения комбинированного метода построения энергетической характеристики объекта нормирования потребления ТЭР на промышленных предприятиях. В сборнике: Неделя науки СПбГПУ материалы научно-практической конференции с международным участием. Инженерно-экономический институт СПбГПУ.. 2014. с. 117-119.

148. Бояринов А.Ю., Адамык Я.А. Стимулирование развития возобновляемых источников энергии в России. В сборнике: Инновации в современной науке Материалы VII Международного зимнего симпозиума. Центр научной мысли. 2015. - с. 7-12.

149. Рукавишникова И.В., Березюк М.В., Макарова Д.Н. К вопросу о необходимости формирования нового подхода к оценке экологического ущерба. Экология и промышленность России. 2013. № 4. - с. 62-64.

150. Череповицын А.Е., Смирнова Н.В. Стратегический менеджмент учебное пособие / А. Е. Череповицын, Н. В. Смирнова ; М-во образования и науки Российской Федерации, Федеральное гос. бюджетное образовательное учреждение высш. проф. образования "Нац. минерально-сырьевой ун-т "Горный". Санкт-Петербург, 2012.- 120 с.

151. Магарил Е. Р., Березюк М. В., Рукавишникова И. В. Экономика природопользования : междисциплинарный подход, М. «КДУ», «Университетская книга», 2016 г. - 424 с.

152. Котов Д.В. Пути повышения эффективности топливно-энергетического комплекса в условиях развития альтернативной энергетики. / Нефтегазовое дело. 2014. Т. 12. № 1. с. 183-189.

153. Экономические проблемы и перспективы альтернативной энергетики. // Котов Д.В., Буренина И.В., Гамилова Д.А., Хрипунова О.Ю., Якупова К.В. / Уфимский государственный нефтяной технический университет. Уфа, 2015.-167 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А1. Динамика прироста установленной мощности ВИЭ по странам, включая страны применяющие государственное регулирования выбросов CO<sub>2</sub>

Источник: построено автором по данным [114]

Установленная мощность (МВт)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Δ 2017-2008, %	Δ 2017 - Год введения налога, %
<b>Всего ВИЭ мир</b>	<b>1 057 962</b>	<b>1 138 759</b>	<b>1 225 714</b>	<b>1 329 346</b>	<b>1 443 834</b>	<b>1 564 607</b>	<b>1 691 997</b>	<b>1 848 739</b>	<b>2 012 430</b>	<b>2 179 099</b>	<b>105,97</b>	
Прирост, %		7,64	7,64	8,45	8,61	8,36	8,14	9,26	8,85	8,28		
<b>ВЭС мир</b>	<b>114 799</b>	<b>150 101</b>	<b>180 719</b>	<b>220 013</b>	<b>269 642</b>	<b>301 551</b>	<b>349 188</b>	<b>416 798</b>	<b>467 227</b>	<b>513 939</b>	347,69	
Прирост, %		30,8	20,4	21,7	22,6	11,8	15,8	19,4	12,1	10,0		
Доля, %	10,9	13,2	14,7	16,6	18,7	19,3	20,6	22,5	23,2	23,6	117,35	
<b>СЭС мир</b>	<b>15 165</b>	<b>23 209</b>	<b>39 844</b>	<b>70 495</b>	<b>98 423</b>	<b>137 102</b>	<b>174 361</b>	<b>224 345</b>	<b>296 873</b>	<b>390 625</b>	<b>2475,83</b>	
Прирост, %		53,04	71,67	76,93	39,62	39,30	27,18	28,67	32,33	31,58		
Доля, %	1,4	2,0	3,3	5,3	6,8	8,8	10,3	12,1	14,8	17,9	1150,58	
<b>Всего ВИЭ Африка</b>	<b>23 381</b>	<b>24 986</b>	<b>26 940</b>	<b>27 319</b>	<b>28 485</b>	<b>30 639</b>	<b>32 666</b>	<b>34 511</b>	<b>38 603</b>	<b>42 139</b>	<b>80,23</b>	
Прирост, %		6,86	7,82	1,41	4,27	7,56	6,62	5,65	11,86	9,16		
<b>ВЭС Африка</b>	<b>573</b>	<b>772</b>	<b>894</b>	<b>1 035</b>	<b>1 157</b>	<b>1 772</b>	<b>2 432</b>	<b>3 353</b>	<b>3 864</b>	<b>4 611</b>	704,71	
Прирост, %		34,73	15,80	15,77	11,79	53,15	37,25	37,87	15,24	19,33		
Доля, %	2,5	3,1	3,3	3,8	4,1	5,8	7,4	9,7	10,0	10,9	346,50	
<b>СЭС Африка</b>	<b>89</b>	<b>133</b>	<b>271</b>	<b>404</b>	<b>480</b>	<b>754</b>	<b>1 687</b>	<b>1 986</b>	<b>2 930</b>	<b>3 585</b>	<b>3928,09</b>	
Прирост, %		49,44	103,76	49,08	18,81	57,08	123,74	17,72	47,53	22,35		
Доля, %	0,4	0,5	1,0	1,5	1,7	2,5	5,2	5,8	7,6	8,5	2135,00	
<b>Всего ВИЭ Азия</b>	<b>311 727</b>	<b>350 065</b>	<b>387 550</b>	<b>433 754</b>	<b>478 239</b>	<b>553 680</b>	<b>629 202</b>	<b>720 667</b>	<b>812 276</b>	<b>918 655</b>	<b>194,70</b>	
Прирост, %		12,30	10,71	11,92	10,26	15,77	13,64	14,54	12,71	13,10		
<b>ВЭС Азия</b>	<b>20 401</b>	<b>31 308</b>	<b>45 963</b>	<b>65 924</b>	<b>83 953</b>	<b>101 256</b>	<b>124 396</b>	<b>162 375</b>	<b>184 390</b>	<b>204 445</b>	902,13	
Прирост, %		53,46	46,81	43,43	27,35	20,61	22,85	30,53	13,56	10,88		
Доля, %	6,5	8,9	11,9	15,2	17,6	18,3	19,8	22,5	22,7	22,3	240,05	

Продолжение таблицы А1

Установленная мощность (МВт)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Δ 2017-2008, %	Δ 2017 - Год введения налога, %
<b>СЭС Азия</b>	<b>2 715</b>	<b>3 435</b>	<b>4 893</b>	<b>8 842</b>	<b>12 976</b>	<b>34 246</b>	<b>57 150</b>	<b>88 629</b>	<b>139 043</b>	<b>211 216</b>	<b>7679,59</b>	
Прирост, %		26,52	42,45	80,71	46,75	163,92	66,88	55,08	56,88	51,91		
Доля, %	0,9	1,0	1,3	2,0	2,7	6,2	9,1	12,3	17,1	23,0	2539,85	
<b>Всего ВИЭ Япония</b>	<b>32 909</b>	<b>33 642</b>	<b>36 041</b>	<b>37 413</b>	<b>38 989</b>	<b>46 072</b>	<b>56 088</b>	<b>66 612</b>	<b>75 447</b>	<b>82 696</b>	<b>151,29</b>	<b>112,10</b>
Прирост, %		2,23	7,13	3,81	4,21	18,17	21,74	18,76	13,26	9,61		
<b>ВЭС Япония</b>	<b>1 756</b>	<b>1 997</b>	<b>2 294</b>	<b>2 419</b>	<b>2 562</b>	<b>2 645</b>	<b>2 753</b>	<b>2 808</b>	<b>3 004</b>	<b>3 181</b>	<b>81,15</b>	<b>24,16</b>
Прирост, %		13,72	14,87	5,45	5,91	3,24	4,08	2,00	6,98	5,89		
Доля, %	5,3	5,9	6,4	6,5	6,6	5,7	4,9	4,2	4,0	3,8	-27,91	-41,46
<b>СЭС Япония</b>	<b>2 144</b>	<b>2 627</b>	<b>3 618</b>	<b>4 914</b>	<b>6 632</b>	<b>13 599</b>	<b>23 339</b>	<b>33 300</b>	<b>41 600</b>	<b>48 600</b>	<b>2166,79</b>	<b>632,81</b>
Прирост, %		22,53	37,72	35,82	34,96	105,05	71,62	42,68	24,92	16,83		
Доля, %	6,5	7,8	10,0	13,1	17,0	29,5	41,6	50,0	55,1	58,8	802,07	245,50
<b>Всего ВИЭ Юная Корея</b>	<b>2 438</b>	<b>2 683</b>	<b>2 871</b>	<b>3 370</b>	<b>3 963</b>	<b>5 085</b>	<b>6 735</b>	<b>8 226</b>	<b>9 576</b>	<b>10 861</b>	<b>345,49</b>	<b>32,03</b>
Прирост, %		10,05	7,01	17,38	17,60	28,31	32,45	22,14	16,41	13,42		
<b>ВЭС Юная Корея</b>	<b>304</b>	<b>351</b>	<b>382</b>	<b>425</b>	<b>488</b>	<b>560</b>	<b>612</b>	<b>869</b>	<b>1034</b>	<b>1 215</b>	<b>299,67</b>	<b>39,82</b>
Прирост, %		15,46	8,83	11,26	14,82	14,75	9,29	41,99	18,99	17,50		
Доля, %	12,5	13,1	13,3	12,6	12,3	11,0	9,1	10,6	10,8	11,2	-10,28	5,89
<b>Юная Корея</b>	<b>357</b>	<b>524</b>	<b>650</b>	<b>730</b>	<b>959</b>	<b>1 467</b>	<b>2 481</b>	<b>3 615</b>	<b>4 502</b>	<b>5 603</b>	<b>1469,47</b>	<b>54,99</b>
Прирост, %		46,78	24,05	12,31	31,37	52,97	69,12	45,71	24,54	24,46		
Доля, %	14,6	19,5	22,6	21,7	24,2	28,8	36,8	43,9	47,0	51,6	252,30	17,39
<b>Всего ВИЭ Европа</b>	<b>273 874</b>	<b>296 492</b>	<b>322 563</b>	<b>359 975</b>	<b>394 398</b>	<b>419 127</b>	<b>440 577</b>	<b>465 369</b>	<b>488 715</b>	<b>512 348</b>	<b>87,07</b>	
Прирост, %		8,26	8,79	11,60	9,56	6,27	5,12	5,63	5,02	4,84		
<b>ВЭС Европа</b>	<b>63 865</b>	<b>75 786</b>	<b>84 872</b>	<b>94 662</b>	<b>107 141</b>	<b>118 216</b>	<b>130 047</b>	<b>142 973</b>	<b>155 958</b>	<b>171 244</b>	<b>168,13</b>	
Прирост, %		18,67	11,99	11,54	13,18	10,34	10,01	9,94	9,08	9,80		
Доля, %	23,3	25,6	26,3	26,3	27,2	28,2	29,5	30,7	31,9	33,4	43,33	
<b>СЭС Европа</b>	<b>10 542</b>	<b>17 205</b>	<b>30 415</b>	<b>53 258</b>	<b>72 006</b>	<b>83 373</b>	<b>91 166</b>	<b>99 829</b>	<b>105 863</b>	<b>111 775</b>	<b>960,28</b>	
Прирост, %		63,20	76,78	75,10	35,20	15,79	9,35	9,50	6,04	5,58		

Продолжение таблицы А1

Установленная мощность (МВт)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Δ 2017-2008, %	Δ 2017 - Год введения налога, %
Доля, %	3,8	5,8	9,4	14,8	18,3	19,9	20,7	21,5	21,7	21,8	466,77	
Всего ВИЭ Швейцария	13 420	13 504	13 645	13 789	14 064	14 409	14 637	15 039	16 313	16 858	25,62	25,62
Прирост, %		0,63	1,04	1,06	1,99	2,45	1,58	2,75	8,47	3,34		
ВЭС Швейцария	14	18	42	46	49	60	60	60	75	75	435,71	435,71
Прирост, %		28,57	133,33	9,52	6,52	22,45	0,00	0,00	25,00	0,00		
Доля, %	0,1	0,1	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,4	326,46	326,46
СЭС Швейцария	49	79	125	223	437	756	1061	1 394	1 664	1 924	3826,53	3826,53
Прирост, %		61,22	58,23	78,40	95,96	73,00	40,34	31,39	19,37	15,63		
Доля, %	0,4	0,6	0,9	1,6	3,1	5,2	7,2	9,3	10,2	11,4	3025,76	3025,76
Всего ВИЭ Ирландия	1 298	1 536	1 648	1 913	2 060	2 245	2 519	2 748	3 139	3 607	177,89	75,10
Прирост, %		18,34	7,29	16,08	7,68	8,98	12,20	9,09	14,23	14,91		
ВЭС Ирландия	1 030	1 266	1 374	1 631	1 764	1 941	2 211	2 440	2 827	3 253	215,83	84,41
Прирост, %		22,91	8,53	18,70	8,15	10,03	13,91	10,36	15,86	15,07		
Доля, %	79,4	82,4	83,4	85,3	85,6	86,5	87,8	88,8	90,1	90,2	13,65	5,32
СЭС Ирландия	1	1	1	1	1	1	2	2	6	10	900,00	900,00
Прирост, %		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	0,00	200,00	66,67		
Доля, %	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	259,86	471,11
Всего ВИЭ Великобритания	7 093	8 280	9 673	12 845	15 933	20 042	24 894	30 734	35 505	40 789	475,06	103,52
Прирост, %		16,73	16,82	32,79	24,04	25,79	24,21	23,46	15,52	14,88		
ВЭС Великобритания	3 447	4 420	5 421	6 596	9 030	11 282	13 074	14 315	16 217	20 488	494,37	81,60
Прирост, %		28,23	22,65	21,67	36,90	24,94	15,88	9,49	13,29	26,34		
Доля, %	48,6	53,4	56,0	51,4	56,7	56,3	52,5	46,6	45,7	50,2	3,36	-10,77
СЭС Великобритания	23	27	95	1 000	1 754	2 937	5 528	9 535	11 899	12 791	55513,04	335,51
Прирост, %		17,39	251,85	952,63	75,40	67,45	88,22	72,49	24,79	7,50		
Доля, %	0,3	0,3	1,0	7,8	11,0	14,7	22,2	31,0	33,5	31,4	9570,83	113,99
Всего ВИЭ Франция	27 801	29 294	31 717	34 196	36 283	37 665	39 593	41 893	44 129	46 678	67,90	17,89

Продолжение таблицы А1

Установленная мощность (МВт)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Δ 2017-2008, %	Δ 2017 - Год введения налога, %
Прирост, %		5,37	8,27	7,82	6,10	3,81	5,12	5,81	5,34	5,78		
ВЭС Франция	3 403	4 582	5 912	6 679	7 517	8 202	9 068	10 217	11 467	13 113	285,34	44,61
Прирост, %		34,65	29,03	12,97	12,55	9,11	10,56	12,67	12,23	14,35		
Доля, %	12,2	15,6	18,6	19,5	20,7	21,8	22,9	24,4	26,0	28,1	129,50	22,66
СЭС Франция	80	277	1 044	2 796	3 965	4 652	5 654	6 755	7 320	8 195	10143,75	44,94
Прирост, %		246,25	276,90	167,82	41,81	17,33	21,54	19,47	8,36	11,95		
Доля, %	0,3	0,9	3,3	8,2	10,9	12,4	14,3	16,1	16,6	17,6	6001,09	22,94
Всего ВИЭ Португалия	8 343	8 957	9 604	10 548	10 961	11 148	11 572	12 210	13 213	13 508	61,91	10,63
Прирост, %		7,36	7,22	9,83	3,92	1,71	3,80	5,51	8,21	2,23		
ВЭС Португалия	2 857	3 326	3 796	4 256	4 412	4 610	4 856	4 937	5 123	5 123	79,31	3,77
Прирост, %		16,42	14,13	12,12	3,67	4,49	5,34	1,67	3,77	0,00		
Доля, %	34,2	37,1	39,5	40,3	40,3	41,4	42,0	40,4	38,8	37,9	10,75	-6,20
СЭС Португалия	59	115	134	172	238	296	415	447	462	476	706,78	6,49
Прирост, %		94,92	16,52	28,36	38,37	24,37	40,20	7,71	3,36	3,03		
Доля, %	0,7	1,3	1,4	1,6	2,2	2,7	3,6	3,7	3,5	3,5	398,29	-3,74
<b>Всего ВИЭ Северная Америка</b>	<b>207 611</b>	<b>220 419</b>	<b>232 278</b>	<b>242 967</b>	<b>264 855</b>	<b>272 103</b>	<b>284 734</b>	<b>307 325</b>	<b>331 270</b>	<b>347 635</b>	<b>67,45</b>	
Прирост, %		6,17	5,38	4,60	9,01	2,74	4,64	7,93	7,79	4,94		
<b>ВЭС Северная Америка</b>	<b>27 089</b>	<b>38 004</b>	<b>43 622</b>	<b>51 543</b>	<b>68 692</b>	<b>69 897</b>	<b>76 495</b>	<b>87 058</b>	<b>96 994</b>	<b>103 862</b>	283,41	
Прирост, %		40,29	14,78	18,16	33,27	1,75	9,44	13,81	11,41	7,08		
Доля, %	13,0	17,2	18,8	21,2	25,9	25,7	26,9	28,3	29,3	29,9	128,98	
<b>СЭС Северная Америка</b>	<b>1 670</b>	<b>2 206</b>	<b>3 632</b>	<b>6 180</b>	<b>9 883</b>	<b>14 337</b>	<b>18 504</b>	<b>26 132</b>	<b>37 813</b>	<b>46 397</b>	<b>2678,26</b>	
Прирост, %		32,10	64,64	70,15	59,92	45,07	29,06	41,22	44,70	22,70		
Доля, %	0,8	1,0	1,6	2,5	3,7	5,3	6,5	8,5	11,4	13,3	1559,21	
Всего ВИЭ Мексика	12 920	13 221	13 480	13 531	14 770	15 176	16 568	17 255	18 529	19 025	47,25	14,83
Прирост, %		2,33	1,96	0,38	9,16	2,75	9,17	4,15	7,38	2,68		
ВЭС Мексика	101	425	519	601	1 815	2 122	2 569	3 271	3 735	4 005	3865,35	55,90



Продолжение таблицы А1

Установленная мощность (МВт)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Δ 2017-2008, %	Δ 2017 - Год введения налога, %
Прирост, %		320,79	22,12	15,80	202,00	16,91	21,07	27,33	14,19	7,23		
Доля, %	0,8	3,2	3,9	4,4	12,3	14,0	15,5	19,0	20,2	21,1	2592,89	35,76
СЭС Мексика	19	25	29	39	60	82	116	173	389	570	2900,00	391,38
Прирост, %		31,58	16,00	34,48	53,85	36,67	41,46	49,14	124,86	46,53		
Доля, %	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	1,0	2,1	3,0	1937,32	327,92
<b>Всего ВИЭ Океания</b>	<b>17 172</b>	<b>17 727</b>	<b>18 406</b>	<b>19 785</b>	<b>21 389</b>	<b>22 213</b>	<b>23 828</b>	<b>24 677</b>	<b>25 640</b>	<b>27 155</b>	<b>58,14</b>	
Прирост, %		3,23	3,83	7,49	8,11	3,85	7,27	3,56	3,90	5,91		
<b>ВЭС Океания</b>	<b>1 809</b>	<b>2 246</b>	<b>2 439</b>	<b>2 801</b>	<b>3 235</b>	<b>3 895</b>	<b>4 532</b>	<b>4 969</b>	<b>5 054</b>	<b>5 299</b>	<b>192,92</b>	
Прирост, %		24,16	8,59	14,84	15,49	20,40	16,35	9,64	1,71	4,85		
Доля, %	10,5	12,7	13,3	14,2	15,1	17,5	19,0	20,1	19,7	19,5	85,24	
<b>СЭС Океания</b>	<b>95</b>	<b>119</b>	<b>419</b>	<b>1 420</b>	<b>2 464</b>	<b>3 301</b>	<b>4 067</b>	<b>4 447</b>	<b>5 326</b>	<b>6 581</b>	<b>6827,37</b>	
Прирост, %		25,26	252,10	238,90	73,52	33,97	23,21	9,34	19,77	23,56		
Доля, %	0,6	0,7	2,3	7,2	11,5	14,9	17,1	18,0	20,8	24,2	4280,66	
Всего ВИЭ Австралия	10 126	10 513	11 125	12 399	13 874	14 594	15 937	16 729	17 654	19 112	88,74	14,87
Прирост, %		3,82	5,82	11,45	11,90	5,19	9,20	4,97	5,53	8,26		
ВЭС Австралия	1 441	1 703	1 864	2 127	2 561	3 221	3 797	4 234	4 312	4 557	216,24	48,26
Прирост, %		18,18	9,45	14,11	20,40	25,77	17,88	11,51	1,84	5,68		
Доля, %	14,2	16,2	16,8	17,2	18,5	22,1	23,8	25,3	24,4	23,8	67,55	29,07
СЭС Австралия	85	108	402	1 397	2 435	3 258	4 007	4 360	5 208	6 419	7451,76	64,56
Прирост, %		27,06	272,22	247,51	74,30	33,80	22,99	8,81	19,45	23,25		
Доля, %	0,8	1,0	3,6	11,3	17,6	22,3	25,1	26,1	29,5	33,6	3901,11	43,26
Всего ВИЭ Новая Зеландия	6 408	6 573	6 627	6 726	6 800	6 890	7 131	7 170	7 190	7 206	12,45	12,45
Прирост, %		2,57	0,82	1,49	1,10	1,32	3,50	0,55	0,28	0,22		
ВЭС Новая Зеландия	322	497	524	623	623	623	683	683	690	690	114,29	114,29
Прирост, %		54,35	5,43	18,89	0,00	0,00	9,63	0,00	1,02	0,00		
Доля, %	5,0	7,6	7,9	9,3	9,2	9,0	9,6	9,5	9,6	9,6	90,56	90,56

Продолжение таблицы А1

Установленная мощность (МВт)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Δ 2017-2008, %	Δ 2017 - Год введения налога, %
СЭС Новая Зеландия	3	3	3	3	4	7	19	38	51	67	2133,33	2133,33
Прирост, %		0,00	0,00	0,00	33,33	75,00	171,43	100,00	34,21	31,37		
Доля, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1886,01	1886,01
<b>Всего ВИЭ Южная Америка</b>	<b>138 894</b>	<b>141 997</b>	<b>147 814</b>	<b>152 355</b>	<b>156 544</b>	<b>161 548</b>	<b>170 694</b>	<b>179 119</b>	<b>193 097</b>	<b>202 120</b>	<b>45,52</b>	
Прирост, %		2,23	4,10	3,07	2,75	3,20	5,66	4,94	7,80	4,67		
<b>ВЭС Южная Америка</b>	<b>484</b>	<b>847</b>	<b>1 183</b>	<b>1 738</b>	<b>2 341</b>	<b>2 846</b>	<b>6 556</b>	<b>9 951</b>	<b>13 211</b>	<b>15 836</b>	3171,90	
Прирост, %		75,00	39,67	46,91	34,70	21,57	130,36	51,78	32,76	19,87		
Доля, %	0,3	0,6	0,8	1,1	1,5	1,8	3,8	5,6	6,8	7,8	2148,40	
<b>СЭС Южная Америка</b>	<b>15</b>	<b>18</b>	<b>46</b>	<b>64</b>	<b>164</b>	<b>200</b>	<b>508</b>	<b>927</b>	<b>2 038</b>	<b>3 726</b>	<b>24740,00</b>	
Прирост, %		20,00	155,56	39,13	156,25	21,95	154,00	82,48	119,85	82,83		
Доля, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,5	1,1	1,8	16969,70	
Всего ВИЭ Чили	5 546	6 119	6 175	6 719	7 085	7 719	8 329	8 502	10 139	10 821	95,11	6,73
Прирост, %		10,33	0,92	8,81	5,45	8,95	7,90	2,08	19,25	6,73		
ВЭС Чили	20	163	163	184	202	301	731	907	1 298	1 421	7005,00	
Прирост, %		715,00	0,00	12,88	9,78	49,01	142,86	24,08	43,11	9,48		
Доля, %	0,4	2,7	2,6	2,7	2,9	3,9	8,8	10,7	12,8	13,1	3541,47	
СЭС Чили	12	14	17	22	32	57	294	639	1 666	2 183	18091,67	31,03
Прирост, %		16,67	21,43	29,41	45,45	78,13	415,79	117,35	160,72	31,03		
Доля, %	0,2	0,2	0,3	0,3	0,5	0,7	3,5	7,5	16,4	20,2	9223,63	

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б1. Средневзвешенные капитальные затрат на 1 кВт установленной мощности для СЭС, тыс. руб.

Мощность СЭС ,кВт	Величина средневзвешенных капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности, тыс. руб.								
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1000	218,73	198,32	177,90	157,49	149,61	141,74	133,86	125,99	118,12
1500	216,33	196,14	175,95	155,76	147,97	140,18	132,40	124,61	116,82
2000	213,93	193,96	174,00	154,03	146,33	138,63	130,93	123,22	115,52
3000	209,13	189,61	170,09	150,57	143,04	135,52	127,99	120,46	112,93
4000	204,33	185,26	166,19	147,12	139,76	132,40	125,05	117,69	110,34
5000	199,53	180,90	162,28	143,66	136,48	129,29	122,11	114,93	107,74
6000	194,72	176,55	158,38	140,20	133,19	126,18	119,17	112,16	105,15
7000	189,92	172,20	154,47	136,74	129,91	123,07	116,23	109,39	102,56
8000	185,12	167,84	150,56	133,29	126,62	119,96	113,29	106,63	99,96
9000	180,32	163,49	146,66	129,83	123,34	116,85	110,35	103,86	97,37
10000	175,52	159,13	142,75	126,37	120,05	113,73	107,42	101,10	94,78
11000	170,71	154,78	138,85	122,91	116,77	110,62	104,48	98,33	92,19
12000	165,91	150,43	134,94	119,46	113,48	107,51	101,54	95,57	89,59
13000	161,11	146,07	131,04	116,00	110,20	104,40	98,60	92,80	87,00
14000	156,31	141,72	127,13	112,54	106,91	101,29	95,66	90,03	84,41
15000	151,51	137,37	123,22	109,08	103,63	98,18	92,72	87,27	81,81

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В1. Расчетные показатели базового проекта

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
год	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	ИТОГО
<b>Притоки денежных средств, тыс. руб.</b>	<b>45483,3</b>	<b>23147,4</b>	<b>22943,4</b>	<b>21408,3</b>	<b>21408,3</b>	<b>21408,3</b>	<b>21408,3</b>	<b>21408,3</b>	<b>21408,3</b>	<b>21408,3</b>	<b>21408,3</b>	<b>21408,3</b>	284248,8
Экономия затрат на эксплуатацию ДЭС	21408,3	21408,3	21408,3	21408,3	21408,3	21408,3	21408,3	21408,3	21408,3	21408,3	21408,3	21408,3	256899,6
Экономия от налога на имущества	1963,35	1739,14	1535,13										5237,6
Продажа оборудования ДЭС	22111,61												22111,6
Экономия от налога на CO2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Зеленые сертификаты(разница за +)			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
<b>Оттки денежных средств, тыс руб.</b>	<b>208572,81</b>	<b>5787,54</b>	<b>5746,74</b>	<b>5439,71</b>	<b>5439,71</b>	<b>5439,71</b>	<b>5439,71</b>	<b>5439,71</b>	<b>5439,71</b>	<b>5439,71</b>	<b>5439,71</b>	<b>5439,71</b>	269064,52
Капитальные вложения	198318,1013												
Эксплуатационные затраты	1447,6	1447,6	1447,6	1447,6	1447,6	1447,6	1447,6	1447,6	1447,6	1447,6	1447,6	1447,6	17370,8
Увеличение налог на прибыль	8807,14	4339,97	4299,17	3992,15	3992,15	3992,15	3992,15	3992,15	3992,15	3992,15	3992,15	3992,15	53375,59
Амортизация базовая	8263,25	8263,25	8263,25	8263,25	8263,25	8263,25	8263,25	8263,25	8263,25	8263,25	8263,25	8263,25	
<b>Ускоренная</b>	<b>16526,51</b>	<b>13772,09</b>	<b>11476,74</b>	<b>9563,95</b>	<b>7969,96</b>	<b>6641,63</b>	<b>5534,69</b>	<b>5534,69</b>	<b>5534,69</b>	<b>5534,69</b>	<b>5534,69</b>	<b>5534,69</b>	
<b>ЧД</b>	<b>-146563,04</b>	<b>31131,98</b>	<b>28673,43</b>	<b>25532,53</b>	<b>23938,54</b>	<b>22610,21</b>	<b>21503,28</b>	<b>21503,28</b>	<b>21503,28</b>	<b>21503,28</b>	<b>21503,28</b>	<b>21503,28</b>	114343,31
<b>ЧД накопленным итогом</b>	<b>-146563,04</b>	<b>-115431,06</b>	<b>-86757,63</b>	<b>-61225,10</b>	<b>-37286,56</b>	<b>-14676,34</b>	<b>6826,93</b>	<b>28330,21</b>	<b>49833,48</b>	<b>71336,76</b>	<b>92840,03</b>	<b>114343,31</b>	
знаменатель дисконтирования	1,00	1,12	1,24	1,39	1,55	1,72	1,92	2,14	2,39	2,66	2,97	3,31	
<b>ЧДД</b>	<b>-146563,0427</b>	<b>27921,0614</b>	<b>23063,7468</b>	<b>18419,13797</b>	<b>15488,10237</b>	<b>13119,8946</b>	<b>11190,65272</b>	<b>10036,45984</b>	<b>9001,30927</b>	<b>8072,923112</b>	<b>7240,289786</b>	<b>6493,533441</b>	3484,068642
<b>ЧДД накопленным итогом</b>	<b>-146563,0427</b>	<b>-118641,9813</b>	<b>-95578,23446</b>	<b>-77159,09649</b>	<b>-61670,99412</b>	<b>-48551,09952</b>	<b>-37360,4468</b>	<b>-27323,98697</b>	<b>-18322,6777</b>	<b>-10249,75459</b>	<b>-3009,4648</b>	<b>3484,068642</b>	
<b>Дисконтированные притоки</b>	<b>45483,26</b>	<b>20760,03</b>	<b>18454,77</b>	<b>15443,92</b>	<b>13851,05</b>	<b>12422,46</b>	<b>11141,22</b>	<b>9992,13</b>	<b>8961,55</b>	<b>8037,27</b>	<b>7208,31</b>	<b>6464,85</b>	
<b>Дисконтированные оттоки</b>	<b>208572,81</b>	<b>5190,62</b>	<b>4622,45</b>	<b>3924,20</b>	<b>3519,47</b>	<b>3156,47</b>	<b>2830,92</b>	<b>2538,94</b>	<b>2277,07</b>	<b>2042,22</b>	<b>1831,59</b>	<b>1642,68</b>	
<b>ИД</b>	<b>1,02</b>												
<b>Срок окупаемости</b>	<b>6,6</b>		<b>-146563,04</b>	<b>109276,48</b>	<b>-37286,56</b>	<b>22610,21</b>	<b>1,6</b>						
<b>Срок окупаемости дисконтированный</b>	<b>10,34</b>		<b>-146563,04</b>	<b>98011,94</b>	<b>-48551,10</b>	<b>11190,65</b>	<b>4,34</b>						
<b>ВНД %</b>	<b>12,08%</b>												

Таблица В2. Расчетные показатели проекта с учетом прогнозных технико-экономических значений на 2022 г. и введении налога на CO<sub>2</sub>  
(Блок условий 2)

год	2020	2021	0	1	2	3	4	5	6	7	8
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	ИТОГО
<b>Притоки денежных средств, тыс. руб.</b>			<b>54559,7</b>	<b>32223,9</b>	<b>32019,9</b>	<b>30484,7</b>	<b>30484,7</b>	<b>30484,7</b>	<b>30484,7</b>	<b>30484,7</b>	271227,1
Экономия затрат на эксплуатацию ДЭС			21408,3	21408,3	21408,3	21408,3	21408,3	21408,3	21408,3	21408,3	171266,4
Экономия от налога на имущества			1963,35	1739,14	1535,13						5237,6
Продажа оборудования ДЭС			22111,61								22111,6
Экономия от налога на CO <sub>2</sub>	-7876,3	-7876,271038	7876,3	7876,3	7876,3	7876,3	7876,3	7876,3	7876,3	7876,3	63010,2
Зеленые сертификаты(разница за +)			1200,17	1200,17	1200,17	1200,17	1200,17	1200,17	1200,17	1200,17	9601,3
<b>Оттки денежных средств, тыс руб.</b>			<b>152233,85</b>	<b>6027,58</b>	<b>5986,77</b>	<b>5679,75</b>	<b>5679,75</b>	<b>5679,75</b>	<b>5679,75</b>	<b>5679,75</b>	192646,95
Капитальные вложения			141739,11								
Эксплуатационные затраты			1447,6	1447,6	1447,6	1447,6	1447,6	1447,6	1447,6	1447,6	11580,6
Увеличение налог на прибыль			9047,17	4580,01	4539,20	4232,18	4232,18	4232,18	4232,18	4232,18	
Амортизация базовая			8858,6946	8858,6946	8858,6946	8858,6946	8858,6946	8858,6946	8858,6946	8858,6946	
<b>Ускоренная</b>			<b>17717,3892</b>	<b>13288,0419</b>	<b>9966,031425</b>	<b>7474,523569</b>	<b>5605,892677</b>	<b>5605,892677</b>	<b>5605,892677</b>	<b>5605,892677</b>	
<b>ЧД</b>			<b>-95709,31</b>	<b>39484,34</b>	<b>35999,12</b>	<b>32279,51</b>	<b>30410,88</b>	<b>30410,88</b>	<b>30410,88</b>	<b>30410,88</b>	<b>133697,18</b>
<b>ЧД накопленным итогом</b>			<b>-95709,31</b>	<b>-56224,97</b>	<b>-20225,85</b>	<b>12053,66</b>	<b>42464,54</b>	<b>72875,42</b>	<b>103286,30</b>	<b>133697,18</b>	
знаменатель дисконтирования			1,00	1,12	1,24	1,39	1,55	1,72	1,92	2,14	
<b>ЧДД</b>			<b>-95709,31102</b>	<b>35411,96432</b>	<b>28956,23985</b>	<b>23286,399</b>	<b>19675,66903</b>	<b>17646,33994</b>	<b>15826,31384</b>	<b>14194,00345</b>	<b>59287,61841</b>
<b>ЧДД накопленным итогом</b>			<b>-95709,31102</b>	<b>-60297,3467</b>	<b>-31341,10684</b>	<b>-8054,707849</b>	<b>11620,96118</b>	<b>29267,30112</b>	<b>45093,61496</b>	<b>59287,61841</b>	
<b>Дисконтированные притоки</b>			<b>54559,70</b>	<b>28900,34</b>	<b>25755,49</b>	<b>21991,65</b>	<b>19723,45</b>	<b>17689,20</b>	<b>15864,75</b>	<b>14228,47</b>	
<b>Дисконтированные оттоки</b>			<b>152233,85</b>	<b>5405,90</b>	<b>4815,52</b>	<b>4097,36</b>	<b>3674,77</b>	<b>3295,75</b>	<b>2955,83</b>	<b>2650,97</b>	
<b>ИД</b>			<b>1,84</b>								
<b>Срок окупаемости</b>			<b>3,6</b>		<b>-95709,31</b>	<b>138173,85</b>	<b>42464,54</b>	<b>30410,88</b>	<b>-1,4</b>		
<b>Срок окупаемости дисконтированный</b>			<b>4,15</b>		<b>-95709,31</b>	<b>124976,61</b>	<b>29267,30</b>	<b>15826,31</b>	<b>-1,85</b>		
<b>ВНД %</b>			<b>36,3%</b>								