



КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

декарбонизация,
 безуглеродная стратегия,
 снижение энергоемкости,
 ценообразование по спросу
 на рынках энергии,
 научное открытие
 в экономике энергетики

ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА РОССИИ

ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ ПО СПРОСУ НА РЫНКАХ ЭНЕРГИИ

С. Ю. Чекмарев, канд. экон. наук, заведующий кафедрой ЭОУЭ ФГАОУ ДПО «ПЭИПК», Санкт-Петербург

П. М. Шевкоплясов, доктор экон. наук, проф., профессор кафедры ЭОУЭ ФГАОУ ДПО «ПЭИПК», Санкт-Петербург

Огромное количество выбросов парниковых газов, образующихся в результате сгорания углеводородов в электроэнергетике, теплоснабжении, промышленности и на транспорте, ставят задачу декарбонизации энергетического сектора в число самых приоритетных. Для ее решения определим основные положения регулирования процесса декарбонизации в мире и в России, а также назовем эффективные организационно-технические меры реализации безуглеродной стратегии в энергетической отрасли. Кроме того, представим методику ценообразования на электрическую и тепловую энергию, стимулирующую снижение потребительского спроса на энергию и, как следствие, уменьшение выбросов парниковых газов при ее производстве и передаче.

Осенью 2021 года в шотландском Глазго проходил очередной международный саммит по климату COP26 (см. Конференция сторон), на котором 197 стран заявили об углеродной нейтральности, то есть непревышении выбросов парниковых газов от деятельности человека над их поглощением, как об основном принципе бизнеса сегодня [1].

Актуальность этой позиции связана с усилением антропогенного воздействия на климат планеты и, как следствие, ростом приземной температуры воздуха приблизительно на 0,2 °C в десятилетие, в то время как глобальная средняя температура воздуха в период с середины XIX века по настоящее время росла медленнее и увеличилась на 1,1 °C [2].

Особое внимание уделяется энергетическому сектору, в настоящее время обеспечивающему чуть менее 75 % эмиссии парниковых газов, произведенных при горении углеводородов в электроэнергетике, теплоснабжении, промышленности и транспорте [3], поэтому декарбонизация энергетического сектора является главным приоритетом в вопросе декарбонизации мировой экономики.

Выбросы парниковых газов в процессе производства электрической и тепловой энергии в мире в 1990–2018 годах (рис. 1) выросли в 2 раза и обеспечили почти половину прироста выбросов CO₂ и 37 % прироста выбросов всех парниковых газов в мире [4].

Законодательная поддержка целей декарбонизации в России

В рамках достижения углеродной нейтральности в Российской Федерации приняты важнейшие нормативно-правовые документы, обеспечивающие реализацию климатических целей:

- Федеральный закон от 2 июля 2021 года № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов», который вводит в РФ систему углеродной отчетности и регулирования;
- Распоряжение Правительства РФ от 29 октября 2021 года № 3052-р «Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года» (далее – Стратегия). Согласно Стратегии, скорость повышения температуры на территории Российской Федерации в связи с особенностями географического положения и климата выше среднемирового значения и особенно велика на побережье Северного Ледовитого океана. Стратегия предполагает выход на углеродную нейтральность до 2060 года;
- Указ Президента РФ от 4 ноября 2020 года № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов», предписывающий сокращение выбросов парниковых газов к 2030 году до 70 % от уровня 1990 года. Сейчас уровень выбросов парниковых газов в России составляет 50 % от уровня 1990 года, включая поглощение углекислого газа лесами; без учета этого поглощения снижение составляет 30 %.

Сценарии развития безуглеродной экономики России

Стратегия рассматривает два сценария развития экономики России.

Инерционный сценарий предусматривает реализацию текущей климатической политики и отсутствие дополнительных мер, направленных на сокращение выбросов парниковых газов. В данном сценарии нетто-выбросы парниковых газов с текущего уровня увеличиваются на 8 % к 2030 году и на 25 % к 2050 году. Углеродная нейтральность экономики страны в перспективе до 2060 года достигнута не будет.

Целевой сценарий предполагает усиление мер по достижению углеродной нейтральности экономики с учетом поглощения углерода экосистемами. Рост выбросов парниковых газов рассматривается до 2030 года на 0,6 %, к 2050 году ожидается снижение выбросов на 79 % от текущих значений и на 89 % от значений 1990 года. В этом сценарии учтен рост в 2,2 раза поглощающей способности экосистем, что на се-

КОНФЕРЕНЦИЯ СТОРОН (COP)

На протяжении почти трех десятилетий ООН ежегодно собирает практически все страны мира на глобальный климатический саммит – так называемую Конференцию сторон (Conference of the Parties, COP). Стороны – это 197 стран, подписавших в 1992 году Рамочную конвенцию ООН об изменении климата (РКИК ООН). Основная цель конвенции – «не допустить опасного антропогенного воздействия на климатическую систему Земли».

Первая COP прошла в Испании в 1995 году. На COP3, состоявшейся в Японии в 1997 году, был подписан Киотский протокол – соглашение о необходимости сокращения выбросов парниковых газов, которые вызывают глобальное потепление.

На прошедшей во Франции в 2015 году COP21 страны обязались принять меры по снижению содержания углекислого газа (CO₂) в атмосфере – было заключено Парижское соглашение. Более 110 стран, в том числе 27 государств – членов ЕС, США, Великобритания, Япония, Республика Корея, заявили о цели достижения углеродной нейтральности к 2050 году, Китай и Российская Федерация обязуются сделать это до 2060 года. Также страны ЕЭС достигнут сокращения выбросов парниковых газов не менее чем на 55 % к 2030 году. Всего Парижское соглашение по климату ратифицировали 185 стран.



годня является дискуссионным предположением. Поглощение должно быть охвачено доказательной базой углеродной отчетности этого процесса, причем необходимо понимать, что поглощение углерода лесами происходит только при своевременной их вырубке и «запечатывании» при использовании древесины как ресурса в хозяйственной деятельности.

Инвестиции в снижение выбросов в целевом сценарии планируются в размере 1 % ВВП до 2030 года и 1,5–2,0 % до 2050 года. По оценкам экспертов Всемирного банка и Высшей школы экономики, потери российского экспорта от трансграничного углеродного регулирования в Евросоюзе (carbon border adjustment mechanism, CBAM) составят в 2030–2035 годах от 3 до 7 %, от углеродного регулирования в других странах – 3–10 % к 2050 году. Это может снизить ВВП России на 0,3–3,0 % в инерционном сценарии [5]. Поэтому логичным является инвестирование в декарбонизацию во избежание сопоставимых экспортных потерь. Но одним из значительных негативных последствий декарбонизации может стать рост тарифов для потребителей. По оценкам аналитиков, превышение темпов роста тарифов над инфляцией за 30 лет может достигнуть 28 % [6].

Мероприятия по реализации Стратегии в энергетической отрасли

Перечислим основные, по нашему мнению, мероприятия по реализации безуглеродной Стратегии в энергетической отрасли.

Повышение энергоэффективности отрасли: снижение энергетических и материальных затрат, применение энергоэффективных технологий (парогазовые установки, комбинированная выработка электричества и тепла), своевременный вывод из эксплуатации или модернизация морально и физически изношенного оборудования, совершенствование теплоизоляции; модернизация угольной генерации для сниже-

ния выбросов парниковых газов, замена ее на безуглеродную (атомную и гидрогенерацию) и низкоуглеродную (газовую); снижение потерь в электрических и тепловых сетях для обеспечения экономичности работы электрических и тепловых сетей за счет уменьшения потерь при передаче и распределении энергии; применение ресурсо- и энергоэффективных технологий добычи, обогащения, переработки и транспорта твердых ископаемых топлив.

С 2021 года мониторинг углеродоемкости российской энергетики проводит «Совет рынка» (в первой синхронной зоне ЕЭС). По его оценкам, в 2020 году выбросы парниковых газов в энергетике составили порядка 320 млн т CO₂, из которых 64 % приходится на газовые ТЭС, 34 % – на угольные станции и еще около 2 % – на нефтепродукты (выбросы АЭС, ГЭС и ВИЭ не учитываются).

Для снижения выбросов парниковых газов важна декарбонизация теплоснабжения, поскольку теплоснабжение в энергоснабжении потребителей занимает долю в 1,5 раза больше, чем электроэнергетика, если рассчитывать по полезному отпуску, а в этом секторе мала доля низкоуглеродной генерации (за исключением теплоснабжения от АЭС). «Котельнизация», старение тепловых сетей и конкурентный отбор проектов модернизации без учета показателей выбросов CO₂ приводят к росту углеродоемкости в теплоснабжении [7].

Оптимизация структуры генерации: путем оптимального размещения энергоисточников и развития распределенной энергетики, позволяющего снизить потери при транспортировке электроэнергии и теплоты; использование возобновляемых источников энергии; использование отходов (биомассы, мусора) в качестве энергетических ресурсов.

Сегодня доля энергии от безуглеродных источников (гидроэлектростанций, ветровых, солнечных электростанций и отнесенных к ним атомных электростанций) превышает 40 %, а с учетом генерации на природном газе эта доля составляет 86 %. Целевой ориентир Минэнерго России – увеличить к 2050 году долю безуглеродных источников в энергобалансе до уровня не менее 56,5 %, из них 19 % придется на гидроэлектростанции, 25 % – на атомные электростанции и 12,5 % – на возобновляемые источники энергии [8].

По действующей программе поддержки ВИЭ (ДПМ-1) до конца 2024 года отобрано 5,4 ГВт установленной мощности объектов ВИЭ. Согласно второй программе поддержки, рассчитанной до 2035 года, ожидается ввод около 8–9 ГВт. В перспективе до 2050 года объем мощности возрастет до 97,4 ГВт [8]. Проблемой применения возобновляемых источников энергии является интеграция этих источников, характеризующихся плохо предсказуемой переменной мощностью, в энергосистему, что потребует значительного повышения маневренности традиционных электростанций в ЕЭС России и дополнительных затрат, связанных с переменным режимом их работы и (или) затрат по развитию систем накопления энергии.

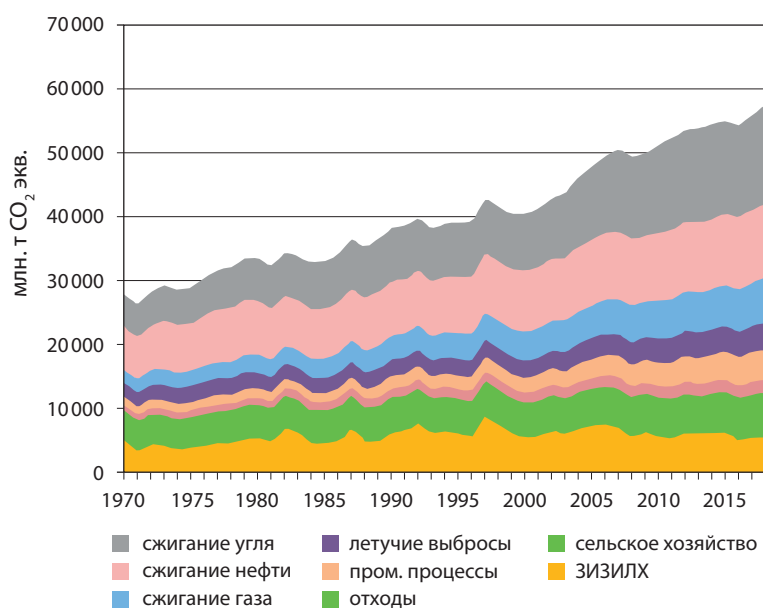


Рис. 1. Вклад отдельных антропогенных источников в динамику выбросов парниковых газов в мире, 1970–2018 годы [4]

Разработка технологий улавливания и хранения CO₂

На середину 2021 года в мире действовало 28 проектов улавливания и хранения углерода (CCS) совокупной мощностью приблизительно 40 млн т углекислого газа. Это незначительная величина, поскольку объем годовых выбросов CO₂ в мире составляет 45 млрд т. Стоимость улавливания в рамках существующих проектов в энергетике составляет 40–80 долл. США на тонну CO₂, стоимость транспортировки – около 10 долл. США на тонну CO₂. При отсутствии в России государственных субсидий либо платы за выбросы CO₂ (от среднемирового значения 2 долл. США до средневропейской цены 25 евро за тонну CO₂-эквивалента) проекты улавливания и хранения неэффективны [9].

На наш взгляд, водород в ближайшей перспективе не будет играть существенную роль как энергоресурс, поскольку только менее 1 % мирового производства водорода основано на использовании возобновляемых источников энергии («зеленый водород») или заводов, работающих на ископаемом топливе, оснащенных CCS («голубой водород»). При этом эффективность электролизеров, которые преобразуют воду в водород, составляет примерно 60–80 %. К тому же «голубой водород» не является чистым с точки зрения выбросов CO₂, так как его использование может причинить больше вреда, чем непосредственное сжигание природного газа или угля для получения тепла [10].

Остальные 99 % водорода производят из ископаемых видов топлива («серый водород», «бурый водород»), что сопровождается выбросами CO₂, поэтому полученный продукт не может рассматриваться как низкоуглеродный.

Финансовая и налоговая составляющие декарбонизации

Для многих предприятий и домохозяйств политика декарбонизации будет означать значительные изменения в их деятельности. Для того чтобы эти изменения произошли, необходимы меры государственного регулирования и стимулирования. Эти инструменты политики включают сочетание следующих элементов [3]:

- **регулирование** – включает в себя правила и стандарты, которые ограничивают и направляют деятельность домашних хозяйств, предприятий и государственных организаций в соответствии с целями декарбонизации, такими как стандарты энергоэффективности и видов используемого топлива, ценообразование и тарифы на энергию, стандарты отчетности по выбросам ПГ, использование финансовых продуктов, например зеленых облигаций;

- **фискальные меры**, которые способствуют сокращению выбросов, включают положения, уменьшающие налоговые обязательства за счет исключения, освобождения, вычета, кредита, льготных налоговых ставок или отсрочки ответственности (например, более низкие ставки НДС для энергоэффективных лампочек) и сборы (например, сборы, взимаемые с транспортных средств, использующих ископаемое топливо, и льготы для электромобилей);

- **ценообразование** на товары и услуги, учитывающее выбросы углерода, которое включает отмену субсидий на ископаемое топливо и введение налогов на выбросы углерода, системы торговли выбросами, сборы и скидки, стимулирующие сокращение выбросов. Ценообразование является наиболее распространенным и эффективным инструментом.

Одним из самых эффективных решений проблемы значительных выбросов CO₂ в электро- и теплоэнергетике, не требующих инвестиционных вложений и не увеличивающих платежи потребителей, является внедрение системы ценообразования на тепловых электростанциях и в котельных на основе функции «спрос–предложение» [13].

Объем производства энергии функционально зависит от фактического спроса потребителей. При возрастании спроса увеличивается объем выработки энергии, растет расход конкретного топлива, увеличивается количество вредных выбросов в окружающую среду. Одновременно растет себестоимость производства энергии и его цена.

В цене производства энергии отражаются все технико-экономические показатели рыночных отношений потребителей и производителей энергии: почасовой спрос, объем почасовой выработки, затраты ресурсов, издержки, выручка, прибыль, энергоемкость производства, уровень вредных выбросов.

Актуальность теплофикации для России

Теплофикация – это неразрывный в пространстве и времени процесс производства и потребления электрической и тепловой энергии. Вопрос постоянного централизованного теплоснабжения населения и всего народного хозяйства относится к числу приоритетных. В [11] справедливо поднимаются вопросы включения в национальные программы развития энергетической отрасли на основе теплофикации и прекращения «котельнизации» энергетики России.

Большая часть территории России расположена в зоне с резко континентальным климатом. Длительность отопительного периода со средней суточной температурой воздуха ниже +8 до –30 °С и менее в регионах России продолжается от двух месяцев до полугода. Каждому времени года соответствуют свои эксплуатационные затраты ресурсов на производство и поставку энергии потребителям. А это влечет за собой различие цен и тарифов на электроэнергию и тепло по климатическим зонам и регионам с разнообразными структурой и типами генерирующих мощностей ТЭЦ, ГРЭС, АЭС, котельных, схем построения электрических и тепловых сетей.

По сравнению с отдельным производством электроэнергии и тепла теплофикация снижает потребление топлива, а также энергоемкость производства и поставок энергии потребителям, уменьшает загрязнение окружающей среды окислами углерода CO_x, азота NO_x, серы SO_x, золой, термическое загрязнение атмосферы и водоемов.

Стоимость производства электроэнергии и тепла

Существующее в России перекрестное субсидирование электроэнергии теплом отработанного пара турбин ТЭЦ привело к завышению в 4–5 раз реального расхода топлива на утилизацию тепла от паровых турбин ТЭЦ с реальных значений 30–70 до 165 кг у. т./Гкал. Это на 10–20 % увеличивает

энергоёмкость тепловой энергии, автоматически влечет за собой рост цен и тарифов, повышает объем вредных выбросов в окружающую среду.

В стоимости производства электроэнергии и тепла на ТЭС и котельных содержатся затраты первичного топлива на выработку каждой единицы энергии (энергоёмкость производства энергии – прямой энергобаланс).

В стоимости транспорта электроэнергии и тепла по сетям передачи и распределения содержатся затраты первичного топлива на транспорт и распределение энергии (энергоёмкость транспорта энергии – обратный энергобаланс).

Задача снижения энергоёмкости каждого вида энергии функционально согласуется со снижением всех вредных выбросов в окружающую среду – декарбонизацией.

В зависимости от принятой системы ценообразования в себестоимости производства и поставок энергии (цене, тарифе) содержатся затраты топлива (величина энергоёмкости электроэнергии и тепла) и соответствующий уровень выбросов в окружающую среду. Таким образом, декарбонизация энергетики функционально связана с энергоёмкостью и ценой производства и поставок электрической и тепловой энергии. Чем ниже цена энергии, тем ниже расход топлива и меньше вредных выбросов в окружающую среду.

Ценообразование по маржинальным затратам

Французский метод ценообразования по маржинальным затратам [12] по достоинству оценен в [11]. Французская энергетическая компания EDF основывает формирование и регулирование тарифов на анализе маржинальных издержек при производстве и поставках электроэнергии. Этот способ ценообразования учитывает не только долгосрочную ценовую эластичность спроса по статистике прошлого периода на электроэнергию для функционирующих электростанций, но и стоимость инвестиций в дополнительное оборудование с издержками между периодами спроса с низкой нагрузкой и периодами спроса, когда пиковые устройства с очень высокой эксплуатационной стоимостью должны вводиться в действие. При этом обеспечение дополнительного спроса требует разработки, изготовления и введения нового оборудования.

Маржинальные затраты ресурсов между предельно высокой и предельно низкой стоимостью могут изменяться в отношении 20:1 между двумя крайними положениями. При этом величина спроса определяется по статистике долгосрочной ценовой эластичности спроса суточной нагрузки в летний и зимний периоды электроснабжения.

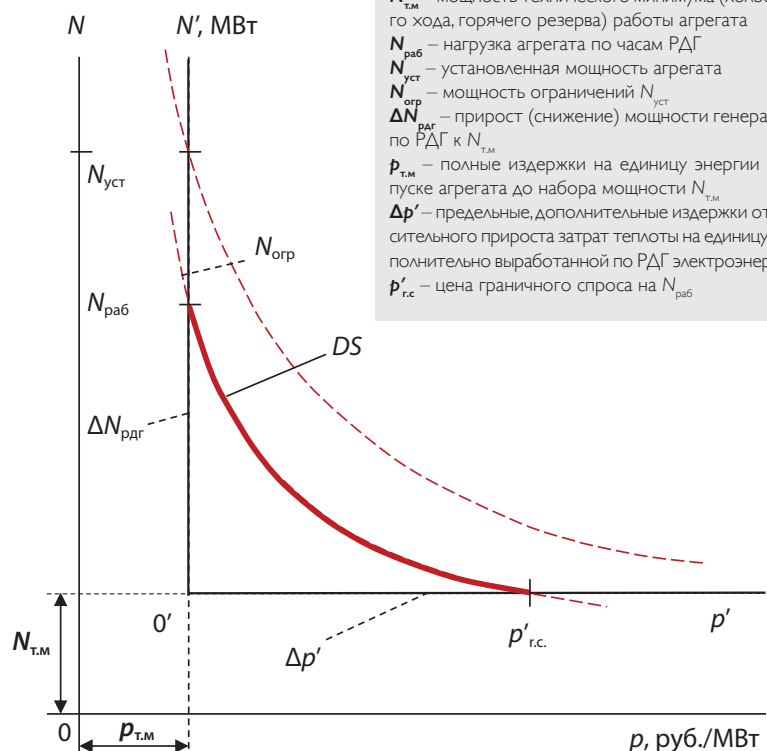
Во Франции централизованное теплоснабжение отсутствует. Теплоснабжение помещений преимущественно осуществляется индивидуально производством воды с помощью электрического аккумуляторного обогревателя. В России для учета на рынках энергии многообразия региональных особен-

ностей электро- и теплоснабжения потребителей необходимо внедрить методологию российских региональных рынков электроэнергии текущих суток (РТС) в объединенных энергетических системах ЕЭС России.

В отличие от маржинального ценообразования с учетом инвестиций в EDF, в России на региональных рынках электроэнергии и тепла текущих суток цена энергии рассчитывается без учета инвестиций производителем в режиме реального времени на основе спроса по часам рабочего диспетчерского графика (РДГ) и по фактическим общим издержкам производства энергии на станциях и в котельных. Только на РТС цены и тарифы являются объективно справедливыми и учитывают общественный оптимум.

При возникновении необходимости развития энергообъектов инвестиционная составляющая закладывается в цену (тариф) производства и поставок энергии по нормативу минимальной рентабельности производства энергии $Re_{\min} = 0,05 \div 0,12$ в зависимости от объема сметы затрат и сроков реализации инвестиционного проекта.

В EDF спрос регулируется маржинальной ценой, а цены являются результатом математического расчета ожидания затрат, что носит случайный характер по отношению к спросу. На РТС маржинальные цены регулируются индикатором фактического спроса по часам РДГ и заданной границе рентабельности $Re_{\min} = 0,01 \div 0,04$. Регулирование тарифов в электрических сетях осуществляется стандартной сметой затрат ресурсов на единицу производственных активов и заданной Re_{\min} в пределах от 0,01 до 0,04.



Обозначения:
 $N_{т.м}$ – мощность технического минимума (холостого хода, горячего резерва) работы агрегата
 $N_{раб}$ – нагрузка агрегата по часам РДГ
 $N_{уст}$ – установленная мощность агрегата
 $N_{огр}$ – мощность ограничений $N_{уст}$
 $\Delta N_{рдг}$ – прирост (снижение) мощности генерации по РДГ к $N_{т.м}$
 $p_{т.м}$ – полные издержки на единицу энергии при пуске агрегата до набора мощности $N_{т.м}$
 $\Delta p'$ – предельные, дополнительные издержки относительного прироста затрат теплоты на единицу дополнительно выработанной по РДГ электроэнергии
 $p'_{г.с.}$ – цена граничного спроса на $N_{раб}$

Рис. 2. Формирование реальных связей факторов производства электроэнергии на станции по двуединой функции «спрос–предложение» DS («гипербола Шевкоплясова») на рынках электроэнергии

Новая методика ценообразования на тепловую и электрическую энергию

На основе полувекового опыта работы в энергетике и беспристрастного «анализа изнутри» законов и особенностей физической природы отрасли в ФГАОУ ДПО «ПЭИПК» открыт новый закон – закон единства функции «спрос–предложение» в экономике энергетики [13].

Закон является теоретической и практической основой масштабных преобразований рыночной энергетики и иллюстрируется равнобочной гиперболой DS внутри сдвинутого по осям первого квадранта декартовой системы прямоугольных координат (рис. 2), что показывает, как на электроэнергетических рынках функция предложения SS по всем точкам совпадает с функцией спроса DD^1 . На основе сделанного открытия впервые в мире выведены работоспособные функции спроса DS и индикатор почасового спроса $\sqrt{N_{\text{раб}}/N_{\text{т.м}}}$ для любых типов электростанций и котельных.

Для ценообразования на региональных РТС при производстве электроэнергии и тепла на станциях и котельных использован метод маржинального дохода (выручки). Для ценообразования в электрических и тепловых сетях использован метод маржинальной стоимости на основе стандартной сметы затрат производственных активов.

В отличие от действующего сегодня механизма равновесного, абстрактного ценообразования на ОРЭМ автором [13] впервые в мире разработан, апробирован на практике и предлагается четкий математический аппарат оперативного по часам РДГ объективного расчета средневзвешенных цен и всех показателей производственно-коммерческой деятельности при цифровизации производственных и управленческих процессов генерирующих компаний на рынках электрической энергии и тепла России.

Предложенная методика² ценообразования на электрическую и тепловую энергию отражает функциональную зависимость цены электрической и тепловой энергии от функции спроса потребителей (рост цены при увеличении потребности). Это стимулирует снижение спроса на энергию на стороне потребителя и, как следствие, снижение выбросов парниковых газов при ее производстве и передаче. При этом оптимизируются технико-экономические параметры работы агрегатов производителя энергии для любого значения спроса в системе «производство–передача–потребление энергии».

Выводы

1. Анализ научных и нормативных документов дает обоснование для дальнейших исследований применения методов ценообразования для процессов декарбонизации в электро- и теплоэнергетике.

2. Объективное ценообразование по спросу потребителей обеспечивает снижение выбросов парниковых газов в окружающую среду.

3. В зависимости от нагрузки агрегата ТЭЦ в диапазоне от 0,75 до 0,85 рабочей мощности достигается минимум вредных выбросов.

4. Предложенная методика ценообразования на электрическую и тепловую энергию стимулирует снижение спроса на энергию на стороне потребителя и, как следствие, снижение выбросов парниковых газов при ее производстве и передаче.

Литература

1. COP26 OUTCOMES. UN Climate Change Conference. <https://ukcop26.org>.

2. Special report «Global Warming of 1.5 °C». The Intergovernmental Panel on Climate Change. <https://www.ipcc.ch/sr15>.

3. The Energy Transition: Key challenges for incumbent and new players in the global energy system. The Oxford Institute for Energy Studies. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2021/09/Energy-Transition-Key-challenges-for-incumbent-players-in-the-global-energy-system-ET01.pdf>.

4. Низкоуглеродная трансформация глобальной экономики. Центр энергоэффективности – XXI век. <https://cenef-xxi.ru/categories/6>.

5. Russia and global green transition risks and opportunities. The World Bank 2021. <https://www.digital-energy.ru/wp-content/uploads/2021/12/Russia-and-Global-Green-Transition.pdf>.

6. Декарбонизация электроэнергетики России обойдется в 14–24 трлн рублей. Рекламно-информационное приложение к газете «Ведомости». <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2021/12/06/899283-dekarbonizatsiya-elektroenergetiki>.

7. Будущее инфраструктуры централизованного теплоснабжения России. Фонд Росконгресс. <https://roscongress.org/sessions/rew-2021-budushchee-infrastruktury-tsentralizovannogo-teplosnabzheniya-rossii/translation/?fbclid=IwAR0iLrEZTJbOekdLzg-dSkTjGD0h16xP1SPdayDt-mUTIEjsBZYN82zqB4I>.

8. Установленная мощность возобновляемых источников энергии в России к 2050 году может достичь 97,4 ГВт. Минэнерго России. <https://minenergo.gov.ru/node/21980>.

9. Захоронить нельзя выбрасывать. Газета «Коммерсантъ». <https://www.kommersant.ru/doc/4848115>.

10. Why hydrogen will remain a carbon-intensive solution until we can produce it cleanly. Всемирный экономический форум. <https://www.weforum.org/agenda/2021/08/hydrogen-carbon-intensive-energy-solution>.

11. Богданов А. Б. Декарбонизация российской энергетики на основе теплофикации // Энергосбережение. 2022. № 1. С. 58–62.

12. Лескёр Б., Колманд Ж.-Б., Стругачев В. Управление нагрузками и тарифами. Французский опыт // Энергетика и промышленность России. 2014. № 6 (15). Декабрь.

13. Шевкоплясов П. М. Основы цифровой экономики производства и распределения электроэнергии: научно-практ. пособие / П. М. Шевкоплясов. – СПб.: ПЭИПК, 2019. – 178 с. ■

¹ Строгое обоснование и доказательство этого закона дано в [13, приложение 5].

² Расчетные формулы приведены в полной версии статьи https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=8167.