

# Развитие электроэнергетики – на распутье стратегических решений

## Electric power industry development – at the crossroads of strategic decisions

Федор ВЕСЕЛОВ

Заместитель директора ИНЭИ РАН, к. э. н.  
e-mail: erifedor@mail.ru

Fedor VESELOV

Deputy Director, Energy Research Institute of RAS  
e-mail: erifedor@mail.ru

Алексей МАКАРОВ

Академик РАН, д. э. н., научный  
руководитель ИНЭИ РАН  
e-mail: makarov\_ire@zmail.ru

Alexei MAKAROV

Academician of RAS, Scientific Leader,  
Energy Research Institute of RAS  
e-mail: makarov\_ire@zmail.ru

Андрей ХОРШЕВ

Руководитель центра моделирования  
в энергетике ИНЭИ РАН, к. э. н.  
e-mail: epos@eriras.ru

Andrey KHORSHEV

Head of the Energy Modelling Centre,  
Energy Research Institute of RAS  
e-mail: epos@eriras.ru

Ирина ЕРОХИНА

Старший научный сотрудник ИНЭИ РАН

Irina EROKHINA

Senior Researcher, Energy Research Institute of RAS

Загорская ГАЭС

Источник: proelektriky.ru



Аннотация. Прогноз развития электроэнергетики, эффективные темпы и приоритеты изменения ее технологического облика определяются совокупностью макроэкономических, технологических и экологических факторов. Моделирование их совместного влияния позволяет определить наилучшие параметры перспективной структуры генерирующих мощностей, производства электроэнергии и централизованного тепла до середины века и далее. В статье, помимо оптимизированных параметров «планового» варианта развития сектора, рассмотрены возможности и последствия реализации более радикальных вариантов декарбонизации электро- теплоснабжения, а также вариантов, обеспечивающих более интенсивный экономический рост, необходимый для нового позиционирования страны в меняющейся глобальной геополитической и экономической картине.

*Ключевые слова:* развитие электроэнергетики, производство электроэнергии, централизованное тепло, технологии, моделирование, структура генерирующих мощностей, выбросы углерода, капиталовложения, цена электроэнергии.

Abstract. The forecast of the required scale of the electric power industry development, the effective pace and priorities of changing its technological basis are determined by a combination of macroeconomic, technological and environmental factors. Modeling their combined influence allows us to determine the best parameters of the projected generating capacity mix, electricity and centralized heat production structure until the middle of the century and beyond. In addition to the optimized parameters of the «planned» case for the sector's development, the article examines the possibilities and consequences of implementing more radical cases (variants) for decarbonizing electricity and heat supply, as well as cases that provide more intensive economic growth necessary for the country's new positioning in the changing global geopolitical and economic picture.

*Keywords:* electric power industry development, electricity production, centralized heat, technologies, modeling, generating capacity structure, carbon emissions, capital investments, electricity price.

## ||

**Пик выбросов CO<sub>2</sub> приходится на 2025–2030 гг., когда они на 11–13% будут выше уровня 2019 г. Уже к 2040 г. выбросы сократятся**

### Результаты прошедшего десятилетия

Электроэнергетика России отличается от других отраслей топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны тем, что практически полностью ориенти-

рована на внутренний рынок. Если производственные показатели и планы развития топливных отраслей в значительной мере определяются текущей конъюнктурой и прогнозной динамикой изменений на внешних рынках, то даже в «лучшие» годы объемы экспорта электроэнергии не превышали пары процентов от совокупного производства. Однако такая «защита» от внешнеэкономических рисков делает отрасль более чувствительной к изменениям макроэкономической ситуации внутри страны, предопределяет высокую взаимозависимость динамики развития электроэнергетики и экономики России.

За последнее десятилетие эта связь усилилась. Если потребление всей первичной энергии экономикой страны с 2010 по 2021 г. снизилось на 4% (с 1000 до 960 млн т у. т.), то электропотребление, напротив, увеличилось более чем на 8% (с 1049 до 1137 млрд кВт·ч). Электроэнергия играет все большую роль в структуре энергетического обеспечения экономики. Однако, с учетом климатических особенно-

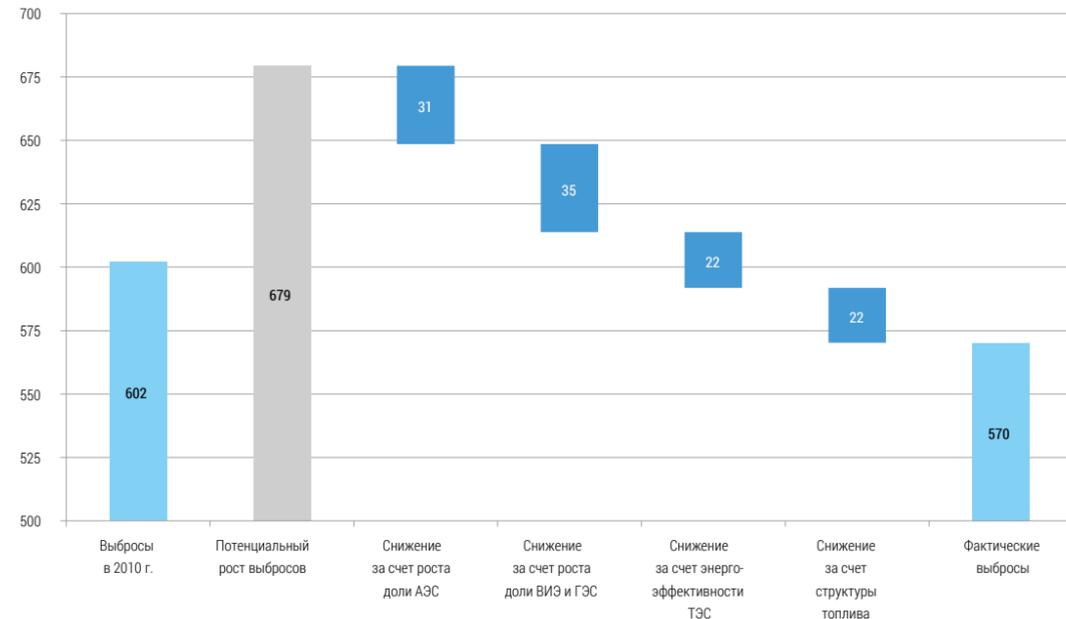


Рис. 1. Вклад различных факторов в сдерживание выбросов CO<sub>2</sub> в электроэнергетике России с 2010 по 2021 гг., млн т CO<sub>2</sub>

стей страны, объемы потребляемой электроэнергии остаются (в энергетическом эквиваленте) почти в 1,5 раза меньшими, чем объемы централизованного тепла, необходимого промышленности и населению. При этом в последние 10 лет ТЭЦ обеспечивали 45–47% общей потребности в централизованном тепле страны. Такая тесная взаимосвязь электроэнергетики и теплоснабжения предопределяет необходимость их совместного прогнозирования, как единого сектора ТЭК.

Динамика экономического роста, изменения в отраслевой и, что не менее важно, региональной структуре экономики, являются важнейшими драйверами развития электроэнергетики. Масштаб неопределенностей в долгосрочной экономической стратегии страны резко увеличился в последние годы под влиянием различных кризисных факторов (пандемия, нестабильность внешних рынков, масштабное санкционное давление, в том числе в технологической сфере, нарушение сложившихся цепочек и направлений поставок). К сожалению, существующая система стратегического планирования пока ограничивается лишь среднесрочными прогнозами социально-экономического развития (СЭР) на ближайшие годы (последний раз детальный долгосрочный прогноз был

опубликован 5 лет назад, в 2018 г.). Однако имеющиеся инструменты макроэкономического прогнозирования [1, 2] позволяют рассматривать различные долгосрочные сценарии экономического роста, как умеренные, так и более интенсивные, формируя диапазоны будущих требований к развитию электро- и теплогенерирующих мощностей.

При этом задача энергоснабжения растущей экономики страны должна быть, по возможности, гармонизирована с климатической повесткой, способствуя активной роли электроэнергетики в достижении «углеродной нейтральности» к 2060 г., обозначенной в новой климатической доктрине страны. Несмотря на объявленные амбициозные цели, в России до сих пор не применяются механизмы прямого углеродного регулирования, такие как квотирование выбросов или углеродные платежи. Косвенными мерами углеродного регулирования в электроэнергетике можно считать программы специальной тарифной поддержки проектов по вводу новых мощностей с высокой топливной экономичностью в теплоэнергетике (программа ДПМ), атомной и гидроэнергетике (ДПМ АЭС и ГЭС), возобновляемой энергетике (ДПМ ВИЭ-1 и 2). Их совместный результат позволил, как показано на рис. 1, несмотря

на рост общего производства электроэнергии за десятилетие, немного снизить выбросы CO<sub>2</sub> от электростанций. Гипотетический рост выбросов на 2021 г. оценен при допущении, что весь дополнительный объем электроэнергии был бы произведен на ТЭС без изменения показателей экономичности и структуры их топливного баланса по состоянию на 2010 г. Анализ показывает, что наибольший вклад в сдерживание выбросов (почти 40%) обусловлен повышением эффективности использования топлива<sup>1</sup> и увеличения доли газа в результате изменений в технологической структуре теплоэнергетики. Примерно одинаковый вклад внесли АЭС и суммарно ГЭС и прочие ВИЭ-электростанции<sup>2</sup>.

Технические возможности электроэнергетики позволяют реализовать очень амбициозные варианты дальнейшей декарбонизации отрасли за счет вовлечения неуглеродных источников, повышения эффективности использования топлива, а также улавливания CO<sub>2</sub> при его сжигании на ТЭС. Однако стоимость таких вариантов

<sup>1</sup> За 2010–2021 гг. средний удельный расход топлива (УРУТ) ТЭС на отпуск электроэнергии снизился на 6,4%, прежде всего за счет масштабного ввода парогазовых и газотурбинных мощностей, в том числе теплофикационных.

<sup>2</sup> Однако масштабы этого фактора сильно зависят от водности года, на который выполняется расчет.

для потребителей может быть неприемлемой. Таким образом, высокие темпы декарбонизации могут негативно влиять на темпы экономического роста [4]. И, напротив, более интенсивный рост экономики может привести к сложной дилемме между ценовой доступностью электроснабжения или его низкоуглеродностью. Рассмотрим эти стратегические развилки далее более подробно.

### Плановый вариант структурных изменений в электроэнергетике России до 2050 г.

Для того, чтобы оценить возможности и затраты адаптации электроэнергетики к неопределенным параметрам макроэкономической и климатической политики, важно рассмотреть так называемый плановый вариант развития отрасли, который отвечает условиям энергоснабжения экономики, исходя из долгосрочных ориентиров по росту ВВП страны после 2030 г. около 3% в год [5] и реализации целевых установок Стратегии социально-экономического развития с низким уровнем выбросов парниковых газов (ПГ)

Плавучая АЭС «Академик Ломоносов»

Источник: geonrg.ru



до 2050 г. (СНУР) [6]. Определяемый макроэкономической динамикой рост электропотребления дополнительно в данном сценарии усиливается сравнительно невысокими темпами электрификации на транспорте, в теплоснабжении и других секторах. В итоге при снижении полного потребления первичной энергии на 15% внутренний спрос на электроэнергию увеличивается с 2019<sup>3</sup> по 2050 гг. примерно на 40%. Потребление централизованного тепла, при активном повышении энергоэффективности зданий и систем теплоснабжения, медленно, но устойчиво снижается, и к 2050 г. его годовой объем будет почти на 11% ниже уровня 2019 г. Целевое ограничение выбросов парниковых газов от электростанций и котельных (то есть в целом по сектору электро- и теплоснабжения) было принято на уровне средне-

<sup>3</sup> В качестве отчетного года в статье принят 2019 г., который является базовым годом для СНУР.

странового показателя целевого сценария СНУР (на 13,6% от уровня 2019 г.).

Количественные параметры планового варианта определены по результатам расчетов на оптимизационной модели развития электроэнергетики и теплоснабжения (EPOS), разработанной ИНЭИ РАН и позволяющей проводить разноплановые исследования будущего технологического облика сектора с учетом межотраслевых, климатических и иных факторов [7]. Модель обеспечивает на горизонте до 2050 г. выбор наилучшей технологической структуры источников электроэнергии и тепла на основе оптимизации прогнозных балансов электроэнергии (с выделением собственных нужд электростанций), генерирующей мощности, а также централизованного тепла по территориальным узлам России (что позволяет учесть не только ограничения по передаче, но и различные условия по стоимости строительства объектов и ценам топлива).

Таблица 1. Характеристика производственных показателей планового варианта развития энергетики России

	Годы							
	2019	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Производство электроэнергии – всего, млрд кВт·ч	1121,5	1159,4	1225,8	1285,5	1323,3	1358,8	1450,2	1556,7
Структура производства электроэнергии – всего, %, в т. ч.:	100	100	100	100	100	100	100	100
гидроэлектростанции	17,6	18,7	16	16,3	16,4	18	18,8	18,3
ВИЭ-электростанции	0,4	0,8	1,2	1,4	2,4	2,9	3,4	3,7
атомные электростанции	18,6	19,2	17,6	18,2	18,9	22	24,9	29,9
ТЭС на газе	49,2	48,6	49	49,3	50,6	47,2	44,9	42
ТЭС на твердом топливе	14,2	12,8	16,2	14,8	11,7	9,9	7,9	6,2
Установленная мощность электростанций – всего, ГВт	275,8	270,1	280,9	279,6	281,4	290,9	306,5	326,8
Структура установленной мощности – всего, %, в т. ч.:	100	100	100	100	100	100	100	100
гидроэлектростанции	18,9	19,4	19,1	20,5	21	22,3	23,4	22,9
ВИЭ-электростанции	0,6	1,5	2,7	3,2	5,4	6,4	7,3	8
атомные электростанции	11	11	10,6	11,1	11,9	13	15,3	18,4
ТЭС на газе – всего, в т. ч.:	53,8	52,5	52,4	51	50,3	48,7	46,2	43,9
ТЭЦ на газе	26,3	26,8	26,7	26,5	28,3	27,9	26,7	25,4
КЭС на газе	27,5	25,7	25,7	24,5	22	20,9	19,5	18,5
ТЭС на твердом топливе – всего, в т. ч.:	15,7	15,6	15,2	14,3	11,5	9,5	7,7	6,7
ТЭЦ на твердом топливе	7,5	7,7	7,2	6,7	5,1	4	3,2	2,7
КЭС на твердом топливе	8,2	7,9	8	7,6	6,4	5,5	4,6	4,1
Производство централизованного тепла – всего, млн Гкал	1271,1	1341,9	1244,4	1239,9	1220,1	1190,1	1160	1130,1
Структура производства тепла – всего, %, в т. ч.:	100	100	100	100	100	100	100	100
электростанции	45,5	45	47,7	47,4	52	54,3	56,6	58,7
котельные	46,9	47,7	43,6	43,2	37,9	34,7	31	27,1
электрокотельные	0,2	0,2	0,4	0,6	0,8	1	1,3	1,6
АЭС и АТЭЦ	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8	1,1
вторичные (ТУУ)	7,2	6,8	8	8,5	8,8	9,4	10,3	11,5



Грозненская ТЭС

Источник: «Газпром»

Проведенные оптимизационные расчеты позволили получить уточненную технологическую структуру источников электроэнергии и централизованного тепла для планового варианта (таблица 1). Основными тенденциями изменения этой структуры являются:

- опережающий рост мощности безуглеродных электростанций, совокупная доля которых в структуре установленной мощности вырастет с 30% в 2019 г. до почти 35% в 2030 г. и 49% в 2050 г. Эффективный объем мощности АЭС к 2050 году почти удвоится и достиг-

нет 60 ГВт<sup>4</sup>. Мощность ГЭС и ГАЭС вырастет в 1,5 раза. Системная эффективность ВИЭ-электростанций, даже с учетом их удешевления за счет технологического обучения, сохранится невысокой, и с пролонгацией существующих мер поддержки к 2050 г. их общая мощность будет чуть выше 25 ГВт;

- не менее существенное усиление роли безуглеродных электростанций ожидается в структуре производства электроэнергии – с 36,6% в 2019 г. до 52% в 2050 г. Здесь наибольший прирост вклада также придется на АЭС, доля которых в 2050 году приблизится к 30%; в то же время эффективная доля ВИЭ-электростанций в производстве электроэнергии останется невысокой (менее 4%);
- замещение тепловых электростанций (ТЭС) происходит как в структуре производства электроэнергии, так и в структуре установленной мощности, однако теплофикационные мощности снижаются в меньшей степени, чем конденсационные. Это связано с экономически

**Если потребление всей первичной энергии в РФ с 2010 по 2021 г. снизилось на 4%, до 960 млн т у. т., то электропотребление, напротив, увеличилось более чем на 8%, до 1137 млрд кВт·ч**

<sup>4</sup> Что предполагает выход к 2040 г. на темп ввода 2 блоков в год при снижении стоимости серийного блока на 15%.

	2019	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Потребление топлива – всего, млн т у. т., в т. ч.:	381,8	393	410,6	409,4	391,9	366,8	354,8	339,7
Газ	280,8	295,5	292,7	297,2	296	282,2	279,5	273,6
Уголь	77,3	73,2	90,6	86,7	72,1	62,2	54,1	46,3
Мазут	5	4,9	7,2	6,4	5,6	5	4,4	3,7
прочие виды	18,8	19,4	20,1	19,1	18,2	17,4	16,8	16,1
Потребление топлива на ТЭС – всего, млн т у. т., в т. ч.:	291,5	295,7	318,4	318,7	313,6	297,2	294,2	288,4
Газ	211,6	220,5	222,7	227,7	237,7	230,6	234,8	236,2
уголь	64,9	60,6	77,5	73,7	59,1	50,3	43,3	36,4
мазут	1,5	1,3	3,9	3,3	3	2,8	2,7	2,6
прочие виды	13,4	13,3	14,3	14,1	13,8	13,5	13,3	13,2
Потребление топлива на котельных – всего, млн т у. т., в т. ч.:	90,4	97,3	92,2	90,7	78,3	69,6	60,6	51,3
Газ	69,1	75	70	69,5	58,2	51,6	44,7	37,4
уголь	12,4	12,6	13,1	13	13	11,9	10,8	9,8
мазут	3,5	3,6	3,3	3,1	2,6	2,2	1,7	1,1
прочие виды	5,4	6,1	5,8	5	4,4	3,9	3,4	2,9
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии (УРУТ), г у. т./кВт·ч	314	315	311	303	285	275	269	263
Изменение УРУТ относительно отчетного года, %	-	~0	-1	-4	-9	-13	-14	-16
Удельный расход топлива на отпуск теплоэнергии, кг у. т./Гкал	159	160	161	160	159	159	160	160
Выбросы CO <sub>2</sub> – всего, млн т, в т. ч.:	728	740	820	811	757	702	669	629
от ТЭС	565	550	636	637	614	576	562	545
от котельных	163	180	184	174	144	125	106	84
Изменение выбросов CO <sub>2</sub> относительно 2019 г., %	-	1,6	12,6	11,4	4	-3,6	-8,2	-13,6
Удельные выбросы CO <sub>2</sub> на отпуск электроэнергии, г CO <sub>2</sub> /кВт·ч	343	332	366	351	317	281	252	222
Удельные выбросы CO <sub>2</sub> на отпуск теплоэнергии, кг CO <sub>2</sub> /Гкал	270	284	298	290	276	269	261	251

Таблица 2. Потребление топлива и выбросы CO<sub>2</sub> на тепловых электростанциях и котельных в плановом варианте развития энергетики России

обоснованным увеличением доли электростанций в оптимизированной структуре отпуска централизованного тепла до 59% (прирост более чем на 13 п. п. относительно 2019 года); технологии улавливания CO<sub>2</sub> в теплоэнергетике в данном варианте остаются невооруженными;

- в общей структуре отпуска централизованного тепла совокупный вклад безуглеродных источников (теплоутилизационные установки, тепло от АЭС и АТЭС, а также электростанции) увеличится с 7,7% в 2019 г. до 14,2% в 2050 г.

Устойчивая тенденция по замещению органического топлива сформируется лишь после 2030 г. В среднесрочной перспективе (к 2030 г.) общее потребление топлива на электростанциях и котельных вырастет на 7% (относительно уров-

ня 2019 г.), а к 2050 г. снизится на 11%. С учетом усиления роли ТЭС, частично замещающих котельные в структуре отпуска централизованного тепла, спрос на топливо для электростанций вырастет к 2030 г. сильнее (на 9%), а к 2050 г. лишь вернется на уровень 2019 г. (таблица 2).

При этом общий расход газа на производство электроэнергии и тепла после роста на 6% с 2035 г. будет сокращаться и к 2050 г. окажется чуть ниже отчетного уровня. Потребление же угля устойчиво снижается с 2025 г. К 2050 г. он будет на 40% ниже отчетного. Расход газа на электростанциях с 2035 г. будет относительно стабильным (при изменении объемов на 2–3%), а расход угля будет снижаться быстрее, и к 2050 г. составит лишь 55% от отчетного уровня.

Несмотря на снижение долевого вклада ТЭС в производство электроэнергии, абсолютные объемы их выработки будут

последовательно расти. Разнонаправленные тенденции роста производства и снижения расхода топлива на ТЭС позволяют оценить динамику повышения их энергетической эффективности за счет технологического обновления и замещения существующих и достигающих предельного ресурса эксплуатации действующих мощностей более современными типами оборудования и усиления роли теплофикации. При крайне скромных масштабах технологического обновления в среднесрочной перспективе, к 2030 г. средневзвешенный удельный расход топлива (УРУТ) на производство электроэнергии снизится менее чем на 5%. Однако к 2050 г. успешная технологическая перестройка теплоэнергетики при массовом внедрении отечественных газовых турбин позволит снизить его на 16%.

Прогнозная динамика расхода топлива на электростанциях и котельных будет определять динамику выбросов CO<sub>2</sub> при производстве электроэнергии и тепла (таблица 2). Пик выбросов приходится на 2025–2030 гг., когда они на 11–13% будут превышать уровень 2019 г. Уже к 2040 г. выбросы опустятся ниже этого уровня и далее, к 2050 г. достигают среднестранового уровня снижения,

## Технические возможности электроэнергетики России позволяют реализовать очень амбициозные варианты дальнейшей декарбонизации отрасли за счет вовлечения неуглеродных источников

соответствующего целевому сценарию СНУР (–13,6%). В большей мере снижение выбросов (вдвое от отчетного уровня к 2050 г.) затронет котельные (с учетом снижения их роли в структуре отпуска централизованного тепла из-за замещения ТЭС и электростанциями). Выбросы CO<sub>2</sub> от ТЭС, увеличившись к 2025–2030 гг. на 13%, достигнут отчетного уровня к 2045 г., а к 2050 г. будут на 5% ниже его. Применяя действующую практику распределения общего расхода топлива на электростанциях на два вида продукции (электроэнергию и тепло), можно оценить общую динамику удельных показателей

Читинская ТЭС-1

Источник: [wikimapia.org](http://wikimapia.org)



Показатели	Годы						
	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Необходимая валовая выручка	4,5	4,9	5,4	5,9	6,4	6,6	7
Структура валовой выручки – всего, %, в т. ч.:	100	100	100	100	100	100	100
топливные затраты	24	24	23	22	20	21	21
условно-постоянные затраты	45	47	42	39	38	39	39
налоговые платежи	6	6	7	8	8	7	7
инвестиционные и прочие финансовые расходы	25	23	28	31	34	33	32
Добавленная стоимость	1,3	1,3	1,7	2,2	2,4	2,4	2,5
Совокупные активы	8,6	7,9	8,9	11	12,7	13,4	14
Годовые капиталовложения	0,6	0,7	1	1,1	1,1	1	1
Совокупные налоги	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5

Таблица 3. Характеристика финансово-экономических показателей планового варианта развития электроэнергетики, трлн руб., 2019 г.

углеродной интенсивности производства каждого из них. В рамках рассмотренного варианта углеродная интенсивность производства электроэнергии к 2050 г. снизится на 35% от отчетного уровня. Это является совокупным эффектом от роста доли безуглеродных электростанций в структуре производства, повышения энергетической эффективности теплоэнергетики, а также снижения доли угля в топливном балансе ТЭС. Углеродная интенсивность отпуска централизованного тепла снизится на 7%, в основном за счет расширения безуглеродных источников (электрокотельные, АТЭЦ) и снижения доли угля.

Оценка финансово-экономических условий реализации планового варианта развития электроэнергетики и теплоснабжения опирается на прогнозную динамику производственных показателей (мощности электростанций разного типа, производство электроэнергии, отпуск тепла) и объемов потребления топлива. Для реализации необходимых структурных изменений суммарные отраслевые

капиталовложения (с учетом затрат на развитие электросетевого комплекса и заделные капиталовложения на вводы после 2050 г.) составят 27,3 трлн руб. (в ценах 2019 г.).

Для обеспечения капиталовложений и операционных затрат рост необходимой выручки в рациональном варианте составит 54% относительно отчетного уровня (таблица 3). В ее структуре доля инвестиционной составляющей вырастет на 7 п. п. при снижении вклада как условно-постоянных затрат (на 5 п. п.), так и топливных (на 3 п. п.). Вес налоговой компоненты увеличится на 1 п. п. Абсолютные объемы годовых капиталовложений и налоговых поступлений практически удвоятся в сравнении с отчетным годом.

На основе прогноза финансово-экономических показателей отрасли и расчета необходимой валовой выручки выполнен прогноз среднеотпускных оптовых и розничных цен электроэнергии в реальном выражении – рублях 2019 г. (рис. 2). Необходимое увеличение одноставочной оптовой цены электроэнергии (с учетом мощности), обусловленное инвестиционными потребностями электростанций, достигнет 20–24% в 2035–2040 гг., с последующим снижением до 9–14% относительно отчетного уровня 2019 года. Сетевая составляющая отраслевых затрат будет сглаживать этот рост для конечного потребителя. В итоге реализация планового варианта потребует увеличения среднеотпускной розничной цены электроэнергии к 2035–2040 гг. на 12–17% – с последующей стабилизацией на уровне 10–11% выше отчетного значения.

**В среднесрочной перспективе (к 2030 г.) общее потребление топлива на электростанциях и котельных вырастет на 7% относительно уровня 2019 г., а к 2050 г. снизится на 11%**

## Изменения в электроэнергетике при масштабной декарбонизации

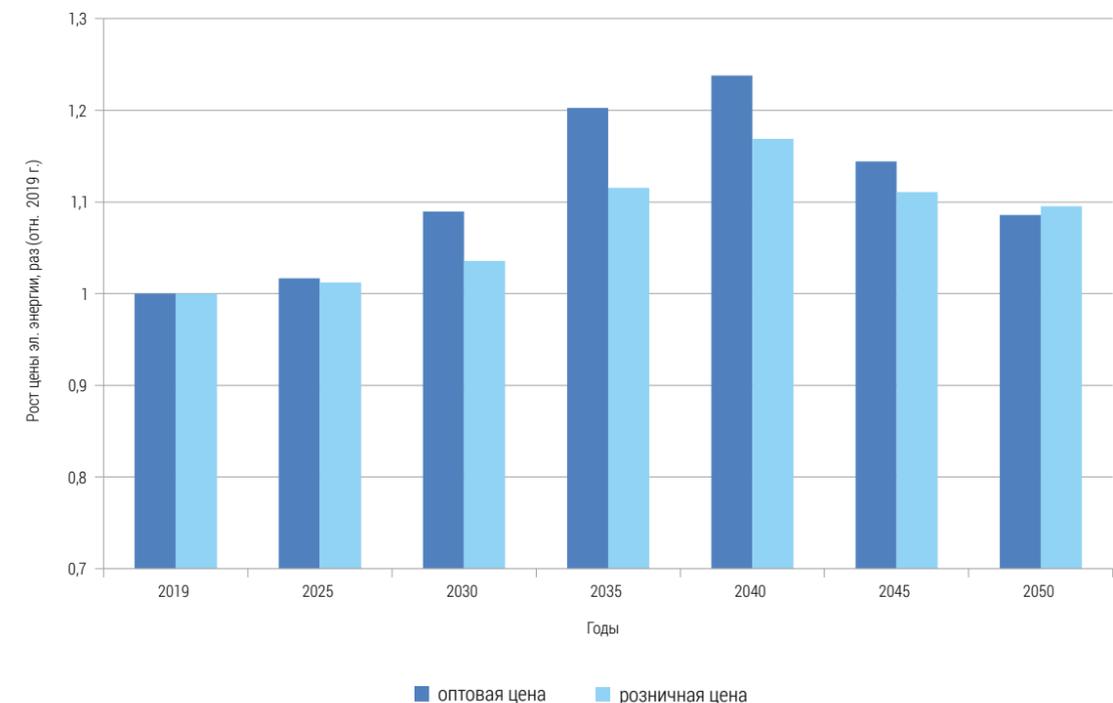
Рассмотренный выше плановый вариант развития электроэнергетики и централизованного теплоснабжения предполагает, что вклад сектора в реализацию целей СНУР будет на уровне среднестранового, и объем годовых выбросов CO<sub>2</sub> от электростанций и котельных в 2050 г. будет на 13,6% ниже, чем в 2019 г. Вместе с тем, несмотря на сравнительно небольшие объемы физического снижения выбросов парниковых газов, в целевом сценарии СНУР нетто-эмиссия парниковых газов сокращается на 60%. Главным фактором снижения этого показателя является ожидаемый рост объемов поглощения ПГ экосистемами в 2,2 раза. Однако если заявленная динамика поглощения не будет достигнута, потребуются более существенное снижение физических объемов выбросов, в том числе, от электростанций и котельных. Так, при сохранении объемов поглощения на уровне 2019 г. в 2050 г. физические выбросы ПГ должны снизиться на 45%.

Таким образом, велика вероятность того, что целевые ориентиры по декарбонизации электро- и теплоснабжения будут более сильными, чем в целом для экономики. Это подтверждается и энергетической статистикой – в последние два десятилетия в большинстве развитых стран, активно реализующих низкоуглеродные стратегии, выбросы CO<sub>2</sub> в электроэнергетике снижались заметно быстрее, чем полные выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания топлива в этих странах [8].

В ИНЭИ РАН было проведено моделирование условий адаптации сектора к более амбициозным требованиям по снижению выбросов CO<sub>2</sub>. Далее рассмотрено лишь два варианта квот в 75 и 50% относительно уровня 2019 г. Одновременно был смоделирован и вариант «без квот», когда изменения в производственной структуре не связаны дополнительными климатическими целями. Сводные характеристики этих вариантов в сравнении с плановым приведены в таблице 4.

Прежде всего, следует отметить, что без учета требований СНУР по ограничению выбросов CO<sub>2</sub> оптимизированная структура производства электроэнергии предполагает меньшую долю неугле-

Рис. 2. Динамика относительного изменения среднеотпускных оптовых и розничных цен электроэнергии при реализации планового варианта развития электроэнергетики



родных источников к 2050 г. – всего 41% против 52% в плановом варианте. Существенно сокращаются масштабы развития АЭС – к 2050 г. их мощность возрастает лишь до 46 ГВт, а доля в производстве – около 24%. Рост мощностей гидроэнергетики также будет меньше – не в 1,5, а всего в 1,2 раза относительно уровня 2019 г. Сохранение доминирующей роли ТЭС отразится на стабильном спросе на топливо. В 2050 г. потребление газа и угля будет выше, чем в плановом варианте и близко к уровню 2019 г. Соответственно, и объем выбросов CO<sub>2</sub> от электростанций и котельных к 2050 г. вернется к отчетному уровню (при этом для самих ТЭС он будет на 13% выше, чем в 2019 г.). Экономический анализ данного варианта показывает, что для его реализации потребуется на 11% меньше капиталовложений, при этом, с учетом сохранения более высоких топливных затрат, к 2050 г. цена электроэнергии для потребителей (в реальном выражении) будет лишь немного ниже, чем в плановом варианте. В промежуточные годы ее динамика будет повторять график, приведенный на рис. 1 – рост на 10–14% в 2035–2040 гг. и последующее снижение.

Сценарии с возрастающим квотированием выбросов уже не могут быть обеспечены повышением энергоэффективности в теплоэнергетике и потребуют увеличения доли неуглеродных источников электроэнергии и тепла. Для обеспечения квоты в 75% от уровня 2019 г. эти изменения затронут только производство электроэнергии, где к 2050 г. доля неуглеродных источников составит почти 65%. Наиболее эффективная стратегия сокращения выбросов в этом варианте опирается на быстрый рост атомной и, отчасти, гидроэнергетики.

При сокращении годовых выбросов вдвое эта доля уже превысит 80%, при этом одновременно и около трети централизованного тепла также будет обеспечено электродотельными и, отчасти, атомными ТЭЦ на базе АЭС малой мощности. Электрификация отопления приведет к дополнительному росту спроса на электроэнергию, для обеспечения которого уже недостаточно будет наращивания мощностей АЭС и ГЭС. Объективными технологическими ограничениями здесь являются наличие площадок, предельные производственные мощности смежных отраслей-поставщиков, а также длительные сроки



Нововоронежская АЭС  
Источник: brodyaga.ru

сооружения объектов гидро- и атомной энергетики. В данном варианте все более активно используются следующие по эффективности технологии ВИЭ-электростанций, доля которых в производстве увеличивается к 2050 году до 12%. В небольшом объеме в баланс вовлекаются и ТЭС с улавливанием CO<sub>2</sub>, однако высокая капиталоемкость и низкая энергоэффективность делают их востребованной опцией для еще более глубокой декарбонизации электрогенерации.

Усиление требований по снижению выбросов сопровождается переходом к все более масштабным и более капиталоемким инвестиционным решениям. Рост инвестиционных потребностей носит сильно нелинейный характер. Если для выполнения квоты в 75% требуемые инвестиции прирастают на 10% относительно планового сценария, то для выполнения квоты в 50% их потребуется увеличить в 2,2 раза. Столь масштабный рост капиталовложений связан с необходимостью обеспечить намного больший объем генерирующих (и аккумулирующих) мощностей, во-первых, для резервирования работы ВИЭ-электростанций, а во-вторых, для обеспечения дополнительного спроса при существенной электрификации теплоснабжения.

Такие же тенденции характерны и для ценовых последствий декарбонизации. Если в плановом варианте (где квота по выбросам на 2050 г. составляет менее 85%) цена электроэнергии для потребителей в 2050 г. будет выше уровня 2019 г. почти на 10%, то для варианта с квотой 75% она будет выше почти в 1,2 раза, а для

достижения квоты в 50% потребуется ее увеличение в 1,8 раз. Столь значимые ценовые последствия показывают важность анализа приемлемого для экономики страны уровня снижения выбросов ПГ и эффективного распределения отраслевых вкладов (и соответствующих инвестиционных ресурсов в экономике) в его обеспечение. Прежде всего, речь идет о «развилке» между более интенсивным энергосбережением (структурным, технологическим, организационным) и ее все более низкоуглеродным энергоснабжением.

### Адаптация электроэнергетики к сценариям интенсивного экономического роста

Резкое и долгосрочное изменение геополитических условий, параметров глобального экономического и технологического взаимодействия России с различными группами стран является серьезным, стратегическим вызовом для национальной экономики. Широко обсуждаемая задача повышения технологического суверенитета является лишь частью более общей задачи по наращиванию экономической мощи государства в рамках формирующегося нового многополярного миропорядка. Для решения долгосрочных задач нового стратегического позиционирования страны в мировой системе экономических, технологических, энергетических координат может быть недостаточно существующего целеполагания по темпам роста ВВП и инвестиционной активности.

Опыт крупных развивающихся стран позволяет оценить возможности более быстрого экономического развития, главным фактором которого являются внутренние

**Необходимое увеличение одноставочной оптовой цены электроэнергии (с учетом мощности), обусловленное инвестиционными потребностями электростанций, достигнет 20–24% в 2035–2040 гг.**

Таблица 4. Основные интегральные характеристики развития ЕЭС России в период до 2050 г. при варьировании прямых ограничений на выбросы ПГ и темпов экономического роста

Показатели 2050 г.	Квотирование выбросов				Рост экономики	
	Плановый	Без квот	Квота 75%	Квота 50%	Ускоренный	Интенсивный
Установленная мощность электростанций, ГВт	326,8	324	329,9	463,3	373,1	412,7
То же в % 2019 г.	+18,5	+17,5	+19,6	+68	+35,3	+49,6
Производство электроэнергии, млрд кВт·ч	1556,7	1553,3	1560	1897,5	1776,7	1951,4
То же в % 2019 г.	+38,9	+38,5	+39,1	+69,2	+58,5	+74,1
Доля безуглеродных источников в производстве эл.энергии (АЭС, ГЭС, ВИЭ), %	51,9	44,7	64,7	80,8	52,1	54,3
ГЭС и ГАЭС	18,3	17,5	18	18,5	16,4	15,8
ВИЭ	3,7	3,7	3,9	11,9	4,3	5,3
АЭС	29,9	23,5	42,8	50,4	31,4	33,2
Доля безуглеродных источников в производстве тепла, %	2,7	1,1	3,1	30,1	3,5	4,5
Электродотельные	1,6	0,5	1,9	23,1	2,4	3,2
АТЭЦ	1,1	0,6	1,2	7	1,1	1,3
Спрос на газ ТЭС и котельных, млн т у. т.	273,6	280,6	234,3	147,9	290,2	299,2
То же в % к плановому варианту	-	+2,5	-14,3	-46	+6,1	+9,4
Спрос на уголь ТЭС и котельных, млн т у. т.	46,3	68,4	31	23,1	57,8	52,7
То же в % к плановому варианту	-	+44,7	-23	-50,1	+24,9	+13,9
Достигаемое снижение выбросов CO <sub>2</sub> от ТЭС и котельных, в % от 2019 г.	-13,6	-0,9	-25	-50	-5	-5
Полные капиталовложения в электроэнергетике и теплоснабжении, трлн руб. 2019 г.	27,3	24,3	30,1	58,7	34,1	41,5
То же в % к плановому варианту	-	-11	+10,1	+115	+24,9	+52
Рост среднетопливной розничной цены электроэнергии (в реальном выражении), в % от 2019 г.	+9,5	+8,6	+19	+76	+20	+28



Саяно-Шушенская ГЭС

Источник: «Русгидро»

инвестиции. Опираясь на него, в ИНЭИ РАН были разработаны два дополнительных сценария развития экономики и ТЭК страны. Ускоренный сценарий ориентирован на динамику доли инвестиций в ВВП, которая наблюдалась в 2000–2020 гг. в Индии, а интенсивный — в Китае. Если по исходному сценарию, опирающемуся на существующие прогнозы СЭР, к 2050 г. объем накопления основного капитала увеличится в 2,6 раза, то в ускоренном сценарии — в 3,7 раза, в интенсивном — в 5 раз. При этом ВВП России увеличится соответственно в 2,3, 2,8 и 3,4 раза. По каждому сценарию на межотраслевых моделях развития экономики России рассчитаны динамики развития основных секторов национального хозяйства, и далее оценена динамика внутреннего спроса на электрическую и тепловую энергию и объемов прямого расхода основных видов топлива.

Полученные прогнозы показывают, что интенсификация экономического роста приведет к существенному увеличению требований к развитию электроэнергетики — необходимый объем производства электроэнергии к 2050 г. в ускоренном и интенсивном вариантах вырастет в 1,6 и 1,75 раз (против роста в 1,4 раза в плановом варианте). Для обеспечения новых уровней энергопроизводства потребуется существенно более интенсивное развитие генерирующих мощностей и сетевого хозяйства. Проведенные модельные расчеты показали, что при этом потребуется вовлечь все типы энергетических ресурсов,

как неуглеродных, так и традиционного органического топлива. При этом для выполнения более приоритетной задачи энергетической подпитки экономического роста потребуется существенно смягчить требования по низкоуглеродной перестройке сектора. Представленные в таблице 3 параметры ускоренного и интенсивного вариантов обеспечивают снижение совокупных выбросов CO<sub>2</sub> от электростанций и котельных к 2050 г. лишь на 5%. Но даже при этой, менее амбициозной цели, в оптимизированной структуре доля неуглеродных электростанций составит 52–54%, то есть будет не ниже, чем в плановом варианте.

Наибольший вес, как и в плановом варианте, будет иметь атомная энергетика, обеспечивая в 2050 г. 31–33% производства электроэнергии в стране. Для этого мощность АЭС в ускоренном и интенсивном вариантах к 2050 г. вырастет до 72 и 83 ГВт соответственно. Темпы ввода около 2 блоков в год, на которые атомная энергетика по актуальным предложениям ГК «Росатом» выходит после 2035 г., достаточны для планового варианта, но должны вырасти до 3-х блоков/год в ускоренном и до 4-х блоков в год в интенсивном сценарии. До 77–83 ГВт к 2050 г. увеличивается мощность ГЭС и ГАЭС, причем основной прирост приходится на гидроаккумулирующие станции. Доля прочих ВИЭ-электростанций возрастает до 4,3–5,5% в производстве электроэнергии и до 10–12,5% в мощности.

Тепловые электростанции сохраняют свою ведущую роль в отпуске централизованного тепла (58–60%, т. е. на уровне, сопоставимом с плановым вариантом). Доля тепла от неуглеродных источников (АТЭС и электродогревательных) немного увеличится, но не достигает 5%. Сохранение роли теплоэнергетики в электро-теплоснабжении страны будет способствовать сохранению высокого спроса на топливо. Потребление газа электростанциями и котельными в 2050 г. будет выше, чем в плановом варианте и сохранится примерно на уровне отчетного года. Потребление угля снизится, но меньше, чем в плановом варианте — к 2050 г. на 21–28%.

Повышенный спрос на электроэнергию, сопровождающий более быстрый экономический рост, потребует мобилизации не только топливно-энергетических, но и финансовых ресурсов. В сравнении с плановым вариантом, объем генерирующих мощностей в ускоренном и интенсивном вариантах к 2050 г. увеличится на 14–26%. С учетом изменений в структуре мощностей, а также сопутствующего развития сетевой инфраструктуры, объемы капиталовложений в ускоренном варианте будут выше, чем в плановом, на четверть, а в интенсивном варианте — в 1,5 раза. Совокупный вклад растущих инвестиционных потребностей и остающихся высокими затрат на топливо будут поддерживать тенденцию роста цены электроэнергии. Исходя из расчета необходимой валовой выручки, среднотпускная цена электроэнергии в ускоренном варианте вырастет

Загорская ГАЭС  
Источник: drive2.ru



## Важным условием является усиление роли государства в управлении энергокомплексом, а не пассивном наблюдении за развитием электроэнергетики с точечным активным реагированием по необходимости

в реальном выражении к 2050 г. на 20% относительно отчетного уровня, а в интенсивном — почти в 1,3 раза. В сравнении с показателями планового варианта (рост на 10%), переход к более интенсивному экономическому росту в экономике неизбежно столкнется с рисками роста стоимости ключевого энергоносителя — электроэнергии и снижения ее экономической доступности.

Эта важная обратная связь требует тщательного анализа в моделях национальной экономики, в рамках межотраслевого баланса. Удорожание электроэнергии при активном росте ее потребления является также важным фактором, ограничивающим эффективные масштабы «новой электрификации» экономики. Как было отмечено выше, параметры планового варианта предполагают невысокие темпы «новой электрификации» — ее вклад в общее электропотребление в 2050 г. составит около 4,5%. Увеличение же масштабов замещения топлива и тепла электроэнергией также приведет к быстрому росту электропотребления (сопоставимого с ускоренным и интенсивным вариантами, см., например, [9]), и затрат, обеспечивающих соответствующий рост генерирующих и сетевых мощностей, а значит, и стоимости электроснабжения потребителей. При «справедливом» распределении дополнительных затрат на новых потребителей это, безусловно, резко снизит привлекательность следующих (приростных) инвестиций в переключение на электроэнергию. При традиционном распределении затрат «на всех» это сформирует дополнительный рост затрат в реальном секторе экономики, неизбежно влияя на его инвестиционные возможности. Переход к «электрическому миру» в декарбонизируемой экономике имеет свои преимущества, однако и существенные

ограничения, которые нельзя не принимать во внимание уже на стадии проработки первоначальных стратегий будущего.

### Условия реализации прогнозов

Проведенные в ИНЭИ РАН модельные исследования показали, что электроэнергетика страны может при умеренных темпах технологической перестройки и ограниченном росте инвестиционной и, особенно, ценовой нагрузки, обеспечить стабильное развитие экономики страны при достижении среднестрановой цели СНУР по снижению выбросов CO<sub>2</sub>. Однако варианты развития сектора при одновременном достижении более амбициозных целей в части экономического роста и декарбонизации представляются мало реалистичными.

По сути, в стратегическом планировании сектора возникает проблема выбора приоритетов: либо обеспечить энергией новый экономический рывок с повторением инвестиционной динамики крупнейших экономик развивающихся стран (Индии, Китая), либо сдерживать экономический рост ради интенсивной декарбонизации электро- и теплоснабжения.

В обоих случаях критическими становятся экономические ограничения – интенсивная декарбонизация электроэнергетики ведет к нелинейному росту инвестиционных потребностей и столь же быстрому росту ценовой нагрузки, нарушая главное требование поступательно развивающейся экономики – экономическую доступность энергоснабжения. В несколько меньшей степени, но эта проблема возникает и в сценариях более интенсивного экономического роста, особенно – при одновременном проведении «новой электрификации» в экономике.

Заметное снижение инвестиционных потребностей в электроэнергетике может быть обеспечено за счет технологического обучения и масштабирования при производстве нового оборудования, типизации технических решений, поточном строительстве. Рассмотренные варианты показывают достаточные для этого потребности в обновлении и наращивании генерирующих мощностей. Однако реализация этого эффекта требует перехода к долгосрочному и системному, межотраслевому управлению развитием электроэнергетики и обеспечивающих отраслей



Солнечные панели в деревенском доме  
Источник: polyset.kz

промышленности (аналогично программам в авиа- и судостроении и т. д.), которое позволяет оптимизировать объемы и сроки инвестиций в расширение производства энергетического оборудования, а также в разработку и отладку новых изделий с улучшенными характеристиками.

Важным условием для этого является усиление роли государства в управлении, а не пассивном наблюдении за развитием электроэнергетики (с точечным активным реагированием по необходимости). К настоящему времени основная часть активов электроэнергетики сосредоточена в компаниях, контролируемых государством. Переход от проектного к программному принципу управления развитием позволит формировать инвестиционные решения, исходя из общественной эффективности, выстраивая далее ценовые механизмы, обеспечивающие их коммерческую эффективность для участников рынка.

Изменение подходов к управлению развитием отразится и на выборе комбинации ценовых механизмов для реализации инвестиционно-интенсивных сценариев. 15 лет работы конкурентных механизмов ценообразования на электроэнергию и мощность (в последнем случае – с сильными двухсторонними ограничениями) создали условия для повышения эффективности использования существующих мощностей. Однако конкурентный рынок не стал генератором адекватных (по времени и цене) инвестиционных сигналов – практически все инвестиционные проекты были реализованы и продолжают реализовываться в рамках специального меха-

низма ДПМ, гарантирующего доходность отдельных проектов через повышенный тариф на мощность.

Адаптация этого механизма к обеспечению окупаемости не отдельных проектов, а продолжительных по времени инвестиционных программ, дополненная мерами государственного со-финансирования пилотных проектов с новыми техническими решениями или проектов с высоким внеэнергетическим эффектом, может существенно снизить уровень ценовой нагрузки на потребителей электроэнергии. Как минимум, такой подход может быть применен к атомной и гидроэнергетике, с возможным расширением на теплофикацию и программу технологического обновления (но не модернизацию) газовых электростанций. Другим вариантом может стать и возврат к тарифному регулированию компаний атомной и гидрогенерации. Это позволит сбалансировать финансовые результаты от работы действующих мощностей, получающих из-за низких переменных затрат высокие доходы на конкурентном рынке электроэнергии, и растущие инвестиционные потребности, исходя из общего прогноза финансового состояния и оценки необходимой выручки данных компаний (см. пример в [10]).

Планируемые на горизонте 5–7 лет инвестиционные решения не приведут к радикальному изменению структуры произ-

водства электроэнергии и не потребуют масштабной корректировки существующих механизмов ценообразования. Однако за 2030 г., вне зависимости от выбора стратегии развития электроэнергетики, все более масштабные технологические изменения сделают эту задачу предельно актуальной. При этом наиболее разумным представляется встречный подход:

- «сверху» определяются межотраслевыми расчетами научно-обоснованные предельные уровни цен электроэнергии, не угнетающие экономический рост и инвестиционную активность;
- «снизу», для каждого типа электростанций, с учетом моделирования динамики спотовых цен электроэнергетики при меняющейся структуре генерирующих мощностей, определяются наиболее эффективные комбинации конкурентных и тарифных механизмов, обеспечивающие достаточность выручки для финансирования инвестиционной программы за счет внутренних и внешних источников.

*Исследование выполнено в ИНЭИ РАН при поддержке Минобрнауки России (проект № FFGW-2022-0002 «Эффективные способы адаптации и средства управления развитием энергетики России в условиях глобального энергетического перехода»).*

### Использованные источники

1. Малахов В. А., Шапот Д. В. Опыт развития методологии и разработки управленческих моделей межотраслевого баланса // М.: Изд. дом МЭИ, 2018. – 176 с.
2. Шилов А. А., Янговский А. А. Межотраслевая макроэкономическая модель как ядро комплексных прогнозных расчетов // Проблемы прогнозирования. 2014. № 3 (144). С. 18–31.
3. Адамов Е. О., Толстоухов Д. А., Панов С. А. и др. Роль АЭС в электроэнергетике России с учетом ограничений выбросов углерода // Атомная энергия. 2021. Т. 130. № 3. С. 123–131.
4. Филиппов С. П. Переход к углеродно-нейтральной экономике: возможности и пределы, актуальные задачи // Теплоэнергетика. 2024. № 1. С. 1–20.
5. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 г. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.economy.gov.ru/material/file/a5f3add5dea6665b344b47a8786dc902/prognoz2036.pdf>
6. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. (утверждена распоряжением Правительства РФ от 29.10.21 г. № 3052-р) [Электронный ресурс]. – URL: <http://static.government.ru/media/files/ADKkCzp3fW032e2yA0BhtlpyzWfHaiUa.pdf>
7. Хоршев А. А., Соляник А. И. Адаптация оптимизационных моделей для планирования развития энергосистем с учетом разнородных требований по декарбонизации электроэнергетики // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2021): Труды Четырнадцатой международной конференции, Москва, 27–29 сентября 2021 г. / Под общ. ред. С. Н. Васильева, А. Д. Цвиркуна. М.: ИГУ РАН, 2021. С. 927–934. DOI: 10.25728/mlsd.2022.0227
8. Веселов Ф. В., Ерохина И. В., Макарова А. С., Соляник А. И., Уравнцева Л. В. Масштабы и последствия глубокой декарбонизации российской электроэнергетики // Теплоэнергетика. 2022. № 10. С. 32–44.
9. Веселов Ф. В., Соляник А. И., Аликин Р. О. Влияние электрификации в секторе дорожного транспорта на уровень электропотребления и суточный график нагрузки в ЕЭС России // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2023. № 1. С. 57–71. DOI 10.31857/S0002331023010077
10. Веселов Ф. В., Соляник А. И. Стимулирование инвестиций в технологическое обновление тепловой энергетики // Проблемы прогнозирования. 2019. № 1(172). С. 41–54.