

КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА УСЛОВИЙ НИЗКОУГЛЕРОДНОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ ДО 2050 ГОДА ПРИ УСКОРЕНИИ ТЕМПОВ РОСТА СПРОСА НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ¹

Хоршев А.А., Соляник А.И., Веселов Ф.В.
Институт энергетических исследований РАН
Россия, г. Москва, ул. Нагорная, д. 31, корп.2
info@eriras.ru, andsolyanik@yandex.ru

Аннотация: Рассмотрены варианты низкоуглеродного развития электроэнергетики России с учетом замещения традиционных энергоносителей электроэнергией в теплоснабжении и на транспорте. Исследованы взаимосвязи между объемами снижения выбросов парниковых газов, инвестиций, необходимой выручки и цен в электроэнергетике при ускоренном росте электропотребления из-за масштабной электрификации.

Ключевые слова: электроэнергетика, электропотребление, парниковые газы, низкоуглеродное развитие, инвестиции, цена электроэнергии.

Введение

Выбор эффективной (для экономики и общества) стратегии низкоуглеродного развития электроэнергетики является одной из важнейших и сложнейших задач стратегического планирования. Ее решение требует анализа меняющихся условий конкуренции технологий производства электроэнергии (и тепла) на базе органического топлива и безуглеродных источников. Изменение этих условий в будущем десятилетия связано с разнородными факторами научно-технического прогресса, долгосрочными изменениями на рынках топлива, а также мерами углеродного регулирования (квотирование или налогообложение выбросов, ограничение или стимулирование развития отдельных технологий). Безусловным требованием является соразмерение достигаемых экологических результатов (снижения объемов эмиссии CO₂ от электростанций или удельного показателя - углеродной интенсивности производства электроэнергии) с дополнительным ростом инвестиций и цен электроэнергии.

Однако низкоуглеродная перестройка производственной базы электроэнергетике – это часть общего процесса декарбонизации всей национальной экономики. Одновременно быстрые технологические изменения будут идти и в других отраслях. При этом, как показывает мировая практика [1 – 4], нередко электрификация (замещение органического топлива электроэнергией) рассматривается в качестве одного из основных направлений снижения эмиссии парниковых газов в коммунальной, мобильной, промышленной энергетике.

В последнее время Правительством РФ приняты документы, способствующие более широкому применению электроэнергии на транспорте [5] и в водородной энергетике [6]. Рассматриваются проекты перехода на электроэнергию при производстве тепла. «Новая электрификация» в различных отраслях экономики создает для электроэнергетики мощный межотраслевой эффект в виде повышения темпов роста спроса на электроэнергию. Для обеспечения этого спроса требуются дополнительные генерирующие мощности и сопутствующие затраты, причем выбор состава этих мощностей определяется также и целями по снижению выбросов CO₂ от электростанций.

Комплексный подход, предложенный авторами, предполагает:

- вариантную оценку необходимых объемов увеличения производства электроэнергии в национальной энергосистеме (ЕЭС России) с учетом дополнительного прироста спроса за счет электрификации в производстве тепла и на транспорте;
- моделирование оптимальных масштабов изменения технологической структуры, обеспечивающей повышенный спрос при одновременном снижении выбросов CO₂ от электростанций;
- прогноз инвестиционных и финансовых потребностей электроэнергетики для реализации этих изменений технологической структуры и необходимого роста цены электроэнергии, т.е. вклада решений по декарбонизации в других отраслях на стоимость электроснабжения потребителей.

¹ Исследование выполнено при финансовой поддержке РНФ (грант № 21-79-30013)

1 Методика исследования и сценарные допущения

Вариантные оценки необходимого роста генерирующей мощности до 2050 года, а также изменения вклада тепловых и безуглеродных электростанций разного типа в производство электроэнергии в национальной энергосистеме (ЕЭС России) были получены с помощью оптимизационной модели ИНЭИ РАН «EPOS». Данная модель методами линейного программирования решает задачи оптимального (по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат) планирования объемов обновления действующих и строительства новых электростанций, необходимых для обеспечения прогнозного спроса на электроэнергию и централизованное тепло, а также потребности в генерирующей мощности [7]. Для моделирования механизмов углеродного регулирования модель допускает активацию прямых ограничений на абсолютные или удельные объемы выбросов CO₂ от электростанций и (или) добавление углеродных платежей к переменным затратам тепловых электростанций [8]. Для целей настоящего исследования модель была дополнена технологиями электроотопления и электротранспорта. Тем самым были расширены возможности для моделирования условий межтопливной конкуренции в коммунальной энергетике (электрокотлов с электростанциями и котельными) и в мобильной энергетике (электромобилей с традиционным автотранспортом на нефтетопливе).

В качестве базового (Б) был рассмотрен вариант развития электроэнергетики России без введения специальных мер углеродного регулирования. В данном варианте не установлены требования к снижению выбросов CO₂ от электростанций, а также не вводятся углеродные платежи. Не задаются и обязательные требования к масштабам развития безуглеродных электростанций, которое определяется только экономической эффективностью замещения органического топлива атомной, гидро- или возобновляемой энергией. Исключение составляют лишь вводы генерирующей мощности атомных (АЭС), гидроэлектростанций (ГЭС), а также источников на базе ВИЭ, планируемые в рамках уже реализуемых проектов, с учетом существующих механизмов поддержки инвестиций и объемов такой поддержки. Этот «предопределенный» объем новой мощности безуглеродных электростанций при оптимизации их доли в будущей производственной структуре определяет нижнюю границу значений соответствующих переменных. В частности, объем мощности ВИЭ-электростанций с учетом мер поддержки составят 17,4 млн кВт в 2040 г. и 24,7 млн кВт в 2050 г.

Альтернативные базовому варианты балансовой ситуации в электроэнергетике предполагают достаточно масштабную электрификацию в теплоснабжении и на транспорте:

- вариант ЭК предполагает развитие безуглеродных электростанций вместо обновления действующих и строительства новых тепловых электростанций (ТЭС), при этом снижение отпуска тепла от ТЭС компенсируется развитием электрокотельных. Масштабы замещения мощности действующих электростанций определены на основе отраслевой статистики по срокам достижения предельного ресурса турбинного оборудования.
- в варианте ЭКТ в дополнение к росту масштабов электроотопления учитывается активное развитие электротранспорта с соответствующим увеличением спроса на электроэнергию (в объеме до 120 млрд кВт·ч к 2050 г.). Динамика развития электротранспорта принята на основе целевых показателей соответствующей стратегии до 2030 года [5] с последующей пролонгацией. При принятых допущениях годовой объем продаж электромобилей к 2050 г. достигнет 1,32 млн штук в год, что составляет около 70 % годовых продаж авто в России в 2018 – 2019 гг.
- вариант ЭКТГ аналогичен варианту ЭКТ, однако, помимо безуглеродных электростанций, для обеспечения спроса на электроэнергию допускается развитие современных парогазовых блоков (ПГЭС).

Проведенные модельные расчеты позволили определить изменения балансовых требований к развитию электроэнергетики, связанные с дополнительным спросом на электроэнергию и замещением части тепла, централизованно отпускаемого от электростанций.

Как показано в таблице 1, в базовом сценарии прогнозируется рост спроса на электроэнергию к 2050 году на 37% (относительно 2020 года), а отпуск тепла от электростанций растет до 2040 года на 30%, далее стабилизируясь под влиянием мер энергосбережения. Среднегодовой темп роста внутреннего потребления в ЕЭС России составит 1,1 %, а отпуска тепла от ТЭС – 0,9 %.

Активное развитие электроотопления позволяет к 2050 году заместить около 18% тепла от электростанций. При этом на 11-12 % (относительно базового варианта) увеличится и спрос на электроэнергию. Развитие электротранспорта добавит еще 9 % к электропотреблению. Соответствующим образом вырастет и максимум электрической нагрузки в ЕЭС России,

приходящийся на зимний (отопительный) период, а также потребность в генерирующей мощности (с учетом обеспечения нормативного резерва).

Таблица 1. Изменение балансовых условий для различных вариантов развития электроэнергетики в ЕЭС России с учетом дополнительного спроса в период до 2050 г.

Наименование	Факт		Варианты (прогноз)					
			Б			ЭК	ЭКТ	ЭКТГ
	2019 г.	2020 г.	2030 г.	2040 г.	2050 г.	2050 г.	2050 г.	2050 г.
Внутреннее электропотребление всего, млрд кВт·ч В том числе спрос электродвигательных электротранспорта	1059	1034	1219	1292	1416	1582	1710	1704
						157	163	157
							122	122
Отпуск тепла от ТЭС, млн Гкал Отпуск тепла от электродвигательных, млн Гкал	551	530	616	691	691	571	566	570
						120	125	121

2 Оценка влияния дополнительного спроса на структуру мощности и производства электроэнергии в ЕЭС России до 2050 г.

Вариантные модельные расчеты по оптимизации структуры генерирующих мощностей и производства электроэнергии до 2050 года были выполнены для всех вариантов при единых исходных экономических условиях. В частности, предполагался умеренный рост цены газа, опережающий на 1 % среднегодовую инфляцию, и это увеличит цену к 2050 года в реальном выражении примерно в 1,3 раза. Ставка дисконтирования по всем вариантам принята одинаковой и равной 8 %;

Краткая характеристика структуры установленной мощности и производства электроэнергии в ЕЭС России для рассматриваемых вариантов представлена в таблицах 2 и 3.

В базовом варианте (вариант Б), оптимизированном по условиям экономической эффективности развития разных типов электростанций и без дополнительных мер углеродного регулирования, будет постепенно расти доля нетопливных источников как в структуре установленной мощности ЕЭС России (с 33 % в 2020 г. до 49 % в 2050 г.), так и в структуре производства электроэнергии (с 41 % до 49 %). При этом основной вклад в этот рост будет вносить атомная генерация, доля которой в структуре производства электроэнергии возрастет практически на 10 п.п. – с 21 до 30 %. Несмотря на значительный абсолютный рост установленной мощности ВИЭ-электростанций и их доли в структуре мощности (с 1 % в 2020 г. до 9 % в 2050 г.), их низкий годовой КИУМ (показатель, характеризующий степень загрузки оборудования в процентах от теоретического максимума) не позволит существенно увеличить долю в структуре производства электроэнергии, которая к 2050 г. не превысит 4 %. В условиях варианта Б развитие электродвигательных оказывается экономически нецелесообразным.

В варианте ЭК отказ от обновления и развития ТЭС приведет к существенному снижению роли тепловой генерации в ЕЭС России. По сравнению с вариантом Б объем установленной мощности ТЭС к 2050 г. снизится на 45 млн кВт, а их доля в общем объеме мощности составит всего 27 % (против 51% в базовом варианте). Объемы производства электроэнергии на ТЭС в варианте ЭК снизятся на 100 млрд кВт·ч, а их доля в суммарном производстве ЕЭС России составит лишь 34 % (против 50 % в базовом варианте). Замещение тепловых станций будет обеспечено за счет роста ВИЭ-генерации (их доля в производстве вырастет с 0,3 до 8,4 %) и АЭС (с ростом доли с 20,6 до 37,6 %). Важно отметить, что из-за развития электродвигательных общее производство электроэнергии к 2050 г. увеличится на 11% к уровню базового варианта. Однако установленная мощность будет на 29% выше, поскольку, кроме обеспечения дополнительного спроса, возрастает и объем необходимого резервирования ВИЭ-электростанций из-за негарантированного режима их работы.

В варианте ЭКТ прирост спроса со стороны электротранспорта потребует еще большего роста безуглеродных электростанций. К 2050 г. АЭС будут обеспечивать почти 50 % производства электроэнергии в ЕЭС России. Доля ВИЭ-электростанций в производстве электроэнергии сохранится на уровне варианта ЭК, однако в структуре установленной мощности достигнет 36 %. В этих условиях неизбежным становится активное распространение систем накопления электроэнергии для

выравнивания графика выдачи мощности от ВИЭ-электростанций. В данном варианте эффективным решением (несмотря на его более высокую стоимость) становится развитие гибридных систем на основе ВИЭ, когда ветряная или солнечная электростанция комбинируется с накопителем электроэнергии. При общем приросте производства в 2050 г. на 20% относительно базового варианта установленная мощность будет выше на 58%.

Таблица 2. Объем и структура установленной мощности электростанций ЕЭС России в 2050 г. при разных вариантах низкоуглеродной трансформации электроэнергетики страны

	Установленная мощность электростанций, млн кВт					Установленная мощность электростанций, %				
	2020 г. отчет	2050 г. по вариантам				2020 г. отчет	2050 г. по вариантам			
		Б	ЭК	ЭКТ	ЭКТГ		Б	ЭК	ЭКТ	ЭКТГ
Всего, в т.ч.	245,3	283,5	364,9	448,2	363,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
ГЭС и ГАЭС - всего, из них	49,9	58,6	90,0	80,4	68,6	20,3	20,7	24,7	17,9	18,9
ГАЭС	2,0	2,9	10,3	10,0	2,0	0,8	1,0	2,8	2,2	0,6
ВИЭ - всего, из них	2,8	24,7	100,1	162,3	40,3	1,1	8,7	27,4	36,2	11,1
с накопителями	0,0	0,0	34,1	88,1	0,0	0,0	0,0	9,4	19,6	0,0
АЭС – всего	29,4	55,7	76,1	106,8	76,0	12,0	19,6	20,9	23,8	20,9
ТЭС - всего, в т.ч.	163,3	144,5	98,7	98,7	178,1	66,6	51,0	27,0	22,0	49,1
Теплофикационные ЭС - всего, в т.ч.	89,7	88,5	65,7	65,7	65,7	36,6	31,2	18,0	14,7	18,1
газотурбинные	69,6	78,3	58,1	58,1	58,1	28,4	27,6	15,9	13,0	16,0
угольные	20,1	10,1	7,6	7,6	7,6	8,2	3,6	2,1	1,7	2,1
Конденсационные ЭС - всего, в т.ч.	73,6	56,1	33,0	33,0	112,5	30,0	19,8	9,0	7,4	31,0
газотурбинные	53,2	44,3	26,2	26,2	105,7	21,7	15,6	7,2	5,9	29,1
угольные	20,4	11,8	6,8	6,8	6,8	8,3	4,2	1,9	1,5	1,9

Таблица 3. Объем и структура производства электроэнергии в ЕЭС России в 2050 г. при разных вариантах низкоуглеродной трансформации электроэнергетики страны

	Производство электроэнергии, млрд кВт·ч					Производство электроэнергии, %				
	2020 г. отчет	2050 г. по вариантам				2020 г. отчет	2050 г. по вариантам			
		Б	ЭК	ЭКТ	ЭКТГ		Б	ЭК	ЭКТ	ЭКТГ
Всего, в т.ч.	1047,0	1425,5	1582,3	1710,1	1704,4	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
ГЭС и ГАЭС - всего, из них	207,4	218,9	319,3	279,8	267,0	19,8	15,4	20,2	16,4	15,7
ГАЭС	3,4	51,3	133,5	142,8	84,2	0,3	3,6	8,4	8,4	4,9
ВИЭ - всего, из них	215,7	432,8	594,2	836,2	593,1	20,6	30,4	37,6	48,9	34,8
с накопителями	620,6	722,5	535,3	451,2	760,1	59,3	50,7	33,8	26,4	44,6
АЭС – всего	372,3	429,8	324,5	307,1	298,5	35,6	30,2	20,5	18,0	17,5
ТЭС - всего, в т.ч.	296,4	383,9	292,7	275,5	268,7	28,3	26,9	18,5	16,1	15,8
Теплофикационные ЭС - всего, в т.ч.	75,9	45,9	31,8	31,6	29,8	7,2	3,2	2,0	1,9	1,7
газотурбинные	248,3	292,7	210,8	144,1	461,6	23,7	20,5	13,3	8,4	27,1
угольные	180,3	231,2	169,2	110,6	445,6	17,2	16,2	10,7	6,5	26,1
Конденсационные ЭС - всего, в т.ч.	68,0	61,5	41,6	33,5	16,0	6,5	4,3	2,6	2,0	0,9
газотурбинные	1047,0	1425,5	1582,3	1710,1	1704,4	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
угольные	207,4	218,9	319,3	279,8	267,0	19,8	15,4	20,2	16,4	15,7

В варианте ЭКТГ, в отличие от предыдущих, для обеспечения более высокого спроса допускается развитие низкоуглеродной тепловой энергетики – современных парогазовых электростанций. С учетом сравнительно низкой цены газа, эта технология останется весьма конкурентоспособной по сравнению с безуглеродными электростанциями, масштабы развития которых значительно снизятся по сравнению с вариантами ЭК и ЭКТ, хотя и останутся выше значений базового варианта. Тепловые электростанции к середине века будут обеспечивать около 44 % суммарной выработки электроэнергии в ЕЭС России и около 49 % ее установленной мощности. При этом из-за снижения мощности ВИЭ-электростанций потребность в их резервировании будет ниже. Поэтому прирост

установленной мощности относительно базового варианта будет сопоставим с приростом производства (соответственно 28 и 20 %).

3 Оценка экономических последствий низкоуглеродного развития трансформации электроэнергетики России до 2050 г. с учетом дополнительного спроса

Полученный в расчетах диапазон возможных масштабов развития безуглеродной и низкоуглеродной генерации определяет соответствующую разницу в инвестиционных потребностях отрасли по вариантам (таблица 4). В базовом варианте совокупные инвестиции отрасли за период до 2050 г. составят 23,3 трлн рублей в ценах 2021 г., достаточно равномерно распределяясь по сегментам отрасли (ГЭС, ВИЭ, АЭС, ТЭС, сети). При введении ограничений на развитие тепловой энергетики (вариант ЭК) инвестиционные потребности отрасли увеличиваются на 55 %, до 36 трлн рублей. При этом вложения в ТЭС снижаются до 5,7 трлн руб., тогда как инвестиции всех трех безуглеродных сегментов (ГЭС, АЭС и ВИЭ) значительно растут. Более чем на 50% вырастут и инвестиции в электрические сети, что связано с необходимостью их адаптации под растущие объемы распределенной ВИЭ-генерации со стохастическим графиком выработки электроэнергии.

Таблица 4. Объем и структура установленной мощности электростанций ЕЭС России в 2050 г. при разных вариантах низкоуглеродной трансформации электроэнергетики страны

	Накопленные капиталовложения до 2050 года, трлн руб. 2021 г.				Структура капиталовложений, %			
	Б	ЭК	ЭКТ	ЭКТГ	Б	ЭК	ЭКТ	ЭКТГ
АЭС	6,5	9,5	13,5	9,4	28%	26%	30%	27%
ВИЭ (без ГЭС)	1,5	6,3	9,2	2,6	6%	17%	20%	7%
ГЭС	1,7	5,1	4,1	2,9	7%	14%	9%	8%
ТЭС	7,3	5,7	5,7	10,1	31%	16%	13%	29%
Сети	6,4	9,8	12,6	10,0	27%	27%	28%	29%
Всего по отрасли	23,3	36,3	45,1	35,0	100%	100%	100%	100%

В варианте ЭКТ данные тенденции заметно усиливаются ввиду дополнительного спроса со стороны электротранспорта при сохранении ограничений на развитие ТЭС. Инвестиции отрасли здесь составят 45 трлн рублей (на 26 % выше варианта ЭК и на 94 % выше варианта Б). Основной вклад в рост вносят атомная и ВИЭ-генерация, а также электросетевой комплекс, где возникают дополнительные затраты для развития зарядной инфраструктуры для транспорта и усиления распределительной сети. В варианте ЭКТГ при смягчении ограничений на развитие новых высокоэффективных ТЭС инвестиции в сегмент тепловой энергетики вырастут более чем на 40% относительно базового варианта и составят около 10 трлн рублей. При этом суммарный объем инвестиций, необходимый для обеспечения дополнительного прироста спроса от электротранспорта оказывается даже немного ниже, чем в варианте ЭК, где этот прирост отсутствует.

Разница суммарных дисконтированных затрат (формирующих оптимизируемую целевую функцию модели) в целом согласуется с различиями капиталовложений по вариантам. При увеличении спроса на 11% за счет электродвигателей (вариант ЭК) его обеспечение безуглеродными источниками потребует увеличения суммарных дисконтированных затрат на 6,3%. При дополнительном увеличении спроса на 20% с учетом и электротранспорта суммарные дисконтированные затраты вырастут уже на 14% в варианте ЭКТ. Обеспечение этого же уровня спроса за счет комбинации безуглеродных и газовых электростанций позволит в варианте ЭКТГ увеличить затраты всего на 8,2%. Важно отметить, что из-за влияния топливных затрат суммарные дисконтированные затраты в варианте ЭКТГ останутся выше, чем в варианте ЭК, тогда как капиталовложения будут ниже.

Помимо суммарных дисконтированных затрат, интерес представляет показатель необходимой валовой выручки (НВВ) отрасли и ее производственных сегментов. Этот показатель дополнительно учитывает затраты на обслуживание привлеченного капитала, а также налоговые выплаты, то есть фактически полный перечень затрат, с которыми сталкиваются субъекты отрасли в своей хозяйственной деятельности [9].

Сравнение вариантов с точки зрения их совокупной НВВ показано на рисунке 1. При обеспечении дополнительных потребностей в электроэнергии и мощности безуглеродными электростанциями (варианты ЭК и ЭКТ) к 2050 году объем НВВ по отрасли в целом будет выше базового варианта на 40 и 75 % относительно варианта Б. Основной причиной роста НВВ в этих вариантах является сегмент ВИЭ-электростанций и электросетевой комплекс, тогда как вклад АЭС в рост НВВ будет

гораздо ниже.

В варианте ЭКТГ, где ограничения на развитие ТЭС смягчаются, рост отраслевой НВВ удается удержать на уровне, близком к варианту ЭК – т.е. дополнительный спрос со стороны электротранспорта покрывается преимущественно за счет ввода мощности ПГУ, и в меньшей степени - безуглеродной генерации. Таким образом, затраты на развитие ВИЭ и адаптацию сетей для их интеграции будут существенно снижены, что с избытком перекроет рост затрат тепловой генерации в этом варианте.

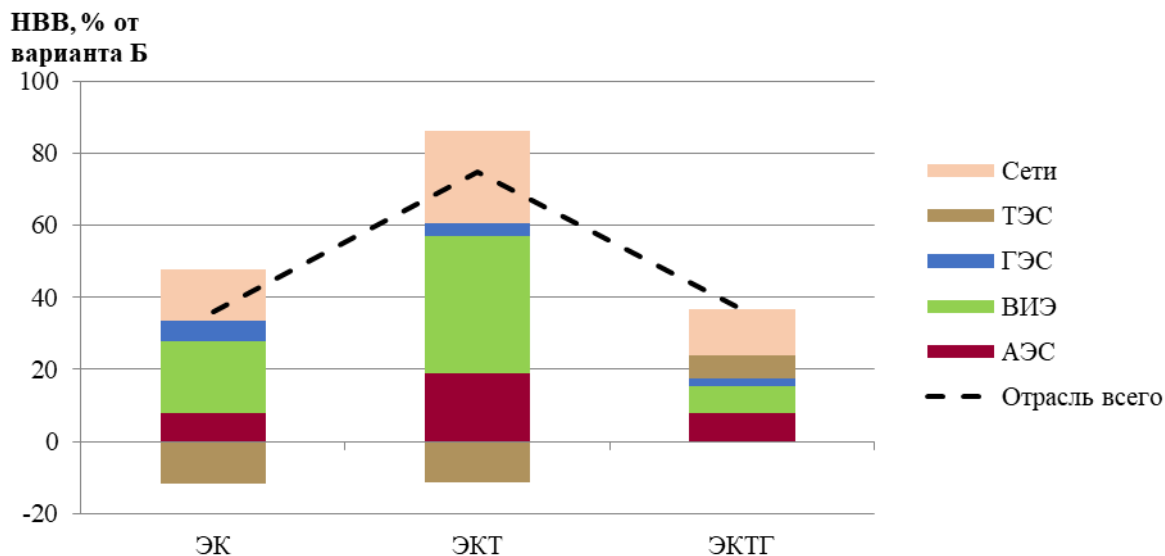


Рис.1. Изменения объемов и структуры НВВ электроэнергетики по состоянию на 2050 год (в % от НВВ в варианте Б)

Не менее интересен анализ изменений структуры отраслевой НВВ в разрезе основных затрат (рисунок 2). В паре вариантов ЭК и ЭКТ при ограничении развития ТЭС топливные затраты последних в целом по отрасли снижаются в пределах 5 – 10 % от топливных затрат базового варианта, что позволяет снизить совокупный НВВ не более чем на 1 – 3 %. Основным драйвером роста НВВ отрасли (более $\frac{3}{4}$ совокупного прироста) будут инвестиции в развитие безуглеродных электростанций. В варианте ЭКТГ доля инвестиций в приросте НВВ будет меньшей (чуть более половины общего прироста). Причиной этого является отсутствие ограничений на развитие ПГУ – менее капиталоемкой технологии по сравнению с возобновляемой и атомной энергетикой, а также снижение затрат на усиление сетевого комплекса.

С точки зрения влияния ценовой нагрузки на потребителей, рассматриваемые варианты развития отрасли существенно различаются между собой (рисунок 3). В варианте ЭК повышенная инвестиционная нагрузка на отрасль (особенно в секторе ВИЭ), связанная с приростом спроса электродомов, приведет к мощному скачку цены в период 2030 – 2040 г. (на 35 % к уровню 2019 г.). Однако позитивный эффект в части экономии топлива и иных эксплуатационных затрат позволит затем снизить ценовое давление в последнем пятилетии прогнозного периода: к 2050 г. накопленный реальный рост цены составит лишь 18 % к уровню 2019 г. или 30 % к уровню базового сценария в 2050 г.

В варианте ЭКТ дополнительное влияние спроса со стороны электротранспорта приведет к еще более сильному ценовому пику. К 2040 г. цена вырастет на 70 % относительно уровня отчетного года, хотя к концу периода накопленный прирост заметно снизится (до уровня +40 % к 2019 г. или +55% к уровню базового варианта в 2050 г.).

В отличие от предыдущего варианта, реализация варианта ЭКТГ позволяет при обеспечении дополнительного спроса в коммунальной и мобильной энергетике сдерживать рост цен на электроэнергию в пределах 10 % от отчетного уровня за счет развития парогазовой генерации как ключевой низкоуглеродной альтернативы ВИЭ и атомным электростанциям. Это обеспечит существенное (от 30 до 60 %) снижение переплаты потребителей по сравнению с вариантом ЭКТ при одинаковых масштабах внедрения электромобилей в обоих сценариях.

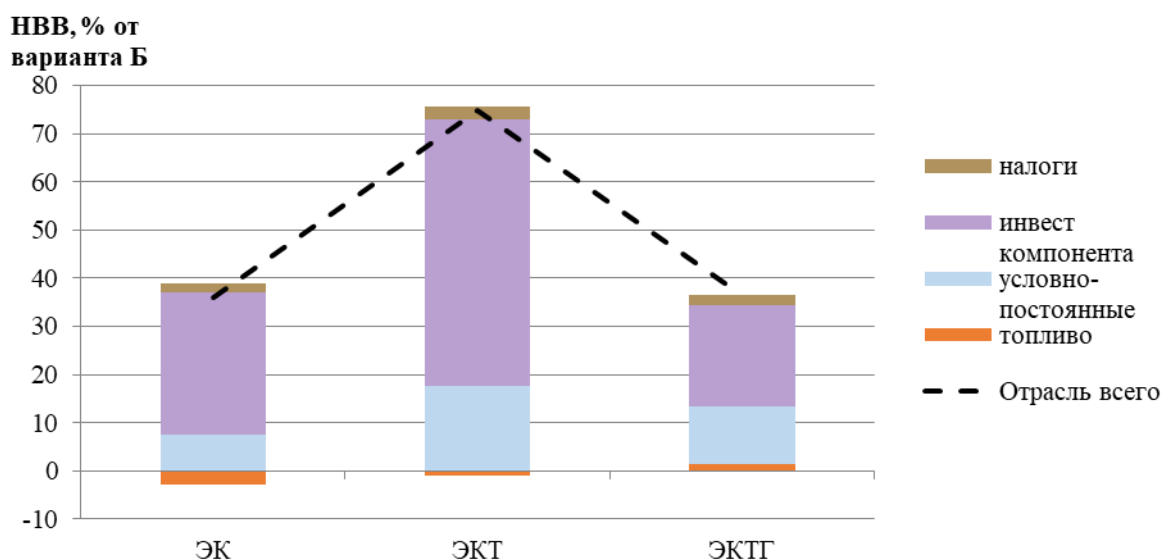


Рис.2. Изменения составляющих затрат электроэнергетики по состоянию на 2050 год (в % от НВВ в варианте Б) при разных вариантах развития электротранспорта

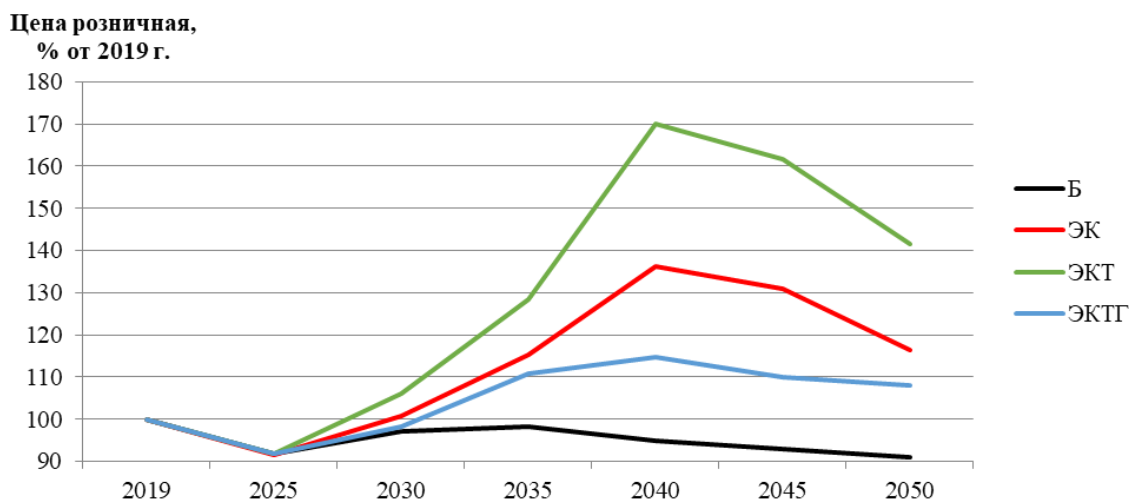


Рис.3. Динамика средней розничной цены электроэнергии до 2050 г., % (в реальном выражении, без учета инфляции)

Для того, чтобы сопоставить ценовые и экологические последствия вариантов низкоуглеродного развития электроэнергетики, необходимо проанализировать совместно изменение цены электроэнергии и достигаемое снижение выбросов CO_2 от электростанций (рисунок 4).

В базовом варианте развитие отрасли определяется экономической конкуренцией безуглеродных электростанций и низкоуглеродных газовых ТЭС. Оптимизированная при этом структура производства электроэнергии обеспечит лишь стабилизацию выбросов CO_2 , но при этом сохранится и стабильный (и даже немного снижающийся) уровень цен электроэнергии к 2050 г.

Развитие электроэнергетики при активном росте электродвигательных и безуглеродных источников, при ограничении масштабов тепловой энергетики, позволяет снизить выбросы CO_2 от электростанций почти на 20 % к 2050 г., однако потребует более высоких цен электроэнергии. Дополнительный прирост спроса за счет электротранспорта позволит снизить выбросы еще больше, но приведет к еще более сильному росту ценовой нагрузки для потребителей. При этом альтернативный вариант обеспечения того же уровня спроса с использованием низкоуглеродных газовых ТЭС позволяет гармонизировать экологические и ценовые последствия: при сохранении существенного снижения выбросов CO_2 прирост цены электроэнергии оказывается кратно меньшим.

Последний результат представляется очень важным для выстраивания государственной политики по декарбонизации, при оптимизации целей по снижению эмиссии в различных секторах и отраслях экономики и для обоснования необходимых масштабов поддержки технологий электрификации, чья конкурентоспособность напрямую зависит от уровня цены электроэнергии.

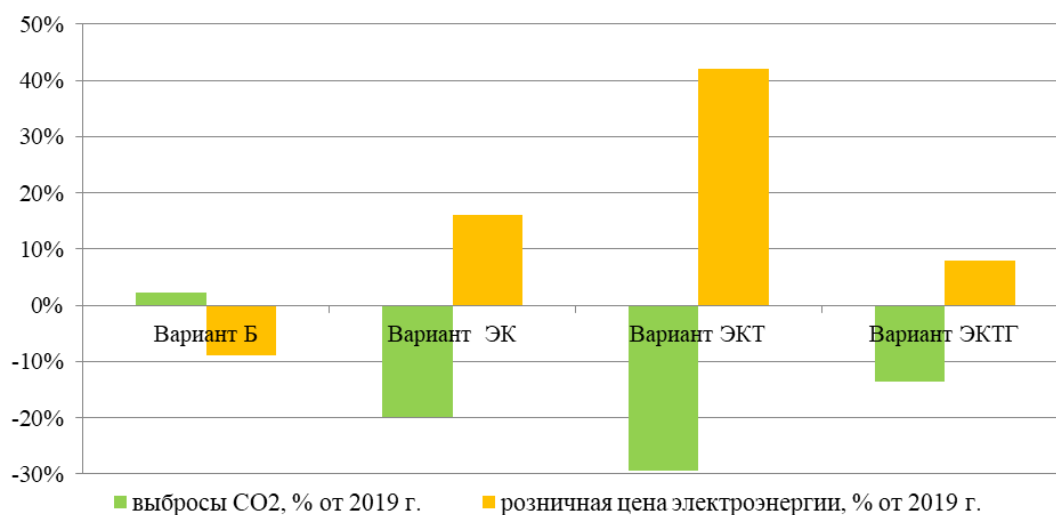


Рис.4. Динамика изменение выбросов CO₂ и среднетопускной цены электроэнергии в 2050 г., % относительно уровня 2019 г.

Заключение

Полученные результаты подтверждают актуальность применения модельных инструментов энергетического и финансово-экономического планирования для научного обоснования приоритетов декарбонизации в экономике страны и вклада электроэнергетики в снижение выбросов парниковых газов с учетом дополнительного спроса на электроэнергию, связанного с электрификацией в коммунальной, мобильной и промышленной энергетике.

В отсутствие мер углеродного регулирования оптимизированная (по минимуму суммарных дисконтированных затрат) стратегия развития электроэнергетики обеспечивает к 2050 году лишь стабилизацию объемов выбросов CO₂ на уровне 2019 года за счет умеренных темпов роста низкоуглеродных газовых электростанций и АЭС, без активного роста возобновляемой энергетики. Это сценарий гарантирует и стабильный уровень цен электроэнергии.

Введение технологических ограничений на обновление и развитие мощности тепловых электростанций мощным стимулом для развития электроотопления, но в то же время увеличивает и спрос на электроэнергию к 2050 году примерно на 11-12%. Дополнительный вклад в рост спроса может внести также стимулирование электротранспорта. Даже при ограниченных масштабах, электрификация в двух секторах коммунальной и мобильной энергетики увеличит электропотребление на 20 % против базового варианта. В новой балансовой ситуации для снижения выбросов CO₂ в электроэнергетике потребуется мобилизация всех типов безуглеродных электростанций, которые к 2050 году обеспечат до 66 – 73 % всего производства электроэнергии.

Более интенсивное развитие генерирующих мощностей на базе безуглеродных источников увеличивает в период до 2050 г. инвестиционную нагрузку на экономику на 55 – 80 % сверх базового варианта и будет сопровождаться резким ростом необходимой цены электроэнергии, с пиком уже в 2040 году (на 35 – 70 % относительно отчетного уровня). Однако столь сильные последствия могут быть снижены при смягчении целевых объемов выбросов (на 15 % ниже отчетного уровня вместо 20 30 %) и одновременном развитии современных парогазовых технологий. В этом случае прирост инвестиционной нагрузки составит 50 %, а рост цены электроэнергии в 2040 г. не превысит 15 %, снижаясь к 2050 г. до 8 %.

Полученные результаты также показывают важность комплексного, межотраслевого исследования оптимальных путей декарбонизации электроэнергетики России, увязывающего оптимальные экологические эффекты в самой отрасли с ценами электроэнергии и эффективными возможностями снижения выбросов в отраслях-потребителях.

Литература

1. G. Thomaßen, K. Kavvadias, J.P. Jiménez Navarro. The decarbonisation of the EU heating sector through electrification: A parametric analysis // Energy Policy, Volume 148, Part A, January 2021, 111929. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111929>.
2. B. Zühlsdorf, F. Bühler, M. Bantlec, B. Elmegaarda. Analysis of technologies and potentials for heat pump-based process heat supply above 150 °C // Energy Conversion and Management, Volume 2, April 2019, 100011. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2019.100011>.

3. *M. Yuan, J.Z. Thellufsen, H. Lund, Y. Liang.* The electrification of transportation in energy transition. *Energy*, Volume 236, 1 December 2021, 121564. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121564>.
4. *International Energy Agency.* Global EV Outlook 2021: Accelerating ambitions despite the pandemic. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ed5f4484-f556-4110-8c5c-4ede8bcba637/GlobalEVOutlook2021.pdf>.
5. Концепция по развитию производства и использования электрического автомобильного транспорта в Российской Федерации на период до 2030 года (утв. Распоряжением Правительства РФ от 23 августа 2021 г. № 2290-р).
6. Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации (утв. Распоряжением Правительства РФ от 5 августа 2021 г. № 2162-р).
7. *Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Хоршев А.А.* Практическое использование оптимизационного инструментария в актуальных задачах долгосрочного развития топливно-энергетического комплекса и энергетических рынков на примере электроэнергетики // Управление развитием крупномасштабных систем MLSD'2012: материалы шестой международной конференции, Москва, 01–03 октября 2012 года. – Москва: Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН, 2012. – С. 51–60.
8. *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 года / Под общей редакцией С.Н. Васильева, А.Д. Цвиркуна. – Москва: Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН, 2021. – С. 927–934. – DOI 10.25728/9704.2021.26.76.001.
9. *Веселов Ф.В., Соляник А.И.* Методический подход к моделированию параметров и последствий ценовой политики государства в электроэнергетике / в кн. «Управление развитием крупномасштабных систем (Современные проблемы. Выпуск 3)» / под науч. ред. А.Д. Цвиркуна. – М.: Физматлит, 2018, с. 59 – 100.