



ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ РАН

Проблемы развития энергетики России и мира

**ИССЛЕДОВАНИЕ АДАПТАЦИИ
ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ
К ПОСТКРИЗИСНОМУ РАЗВИТИЮ
ЭКОНОМИКИ**

Москва
2018

УДК 338.45:620.9

ББК 31

И 889

И 889 Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики / под редакцией А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. — М.: ИНЭИ РАН, 2018. — 184 с.: ил.

ISBN 978-5-91438-022-6

В книге представлены результаты исследований ИНЭИ РАН по тематике «Устойчивое развитие энергетики России в условиях неопределенности, угроз и рисков». Показана эволюция энергетики страны в период рецессии 2015—2016 гг. Разработаны представительные сценарии восстановления в период до 2025 г. экономики страны и регионов, внутреннего и внешнего спроса на энергетические ресурсы, а также обеспечивающих это развитие топливно-энергетических отраслей и вклада энергетического комплекса в восстановление экономики России.

Книга предназначена для научных работников, аспирантов, специалистов, занимающихся стратегическим планированием, экономико-математическим моделированием, а также прогнозированием развития российской и мировой энергетики и ее отраслевых комплексов.

УДК 338.45:620.9

ББК 31

Научное издание

Под редакцией

А.А. Макарова и Ф.В. Веселова

**ИССЛЕДОВАНИЕ АДАПТАЦИИ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ
К ПОСТКРИЗИСНОМУ РАЗВИТИЮ ЭКОНОМИКИ**

Редактор *Е.Н. Севастьянова*

Обложка *А.Ю. Землеруб*

Корректор *Г.Ф. Раджабова*

Компьютерная верстка *Л.В. Софейчук*

Подписано в печать с оригинала-макета 22.11.18 Формат 70×100/16

Бумага офсетная. Гарнитура Таймс. Печать цифровая.

Усл. печ. л. 15,0

Отпечатано в АО «Т8 Издательские Технологии»,

Москва, Волгоградский пр-т, д. 42, к. 5

www.eriras.ru

ISBN 978-5-91438-022-6

© ИНЭИ РАН, 2018

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	4
1. Малахов В.А. Развитие экономики России в посткризисный период	6
2. Макаров А.А. Посткризисное развитие топливно-энергетического комплекса России	28
3. Макаров А.А. Топливо-энергетический комплекс в посткризисной экономике России ...	43
4. Веселов Ф.В., Новикова Т.В., Панкрушина Т.Г. Особенности формирования и оценки вариантов посткризисного развития электроэнергетики в условиях неопределенности балансовых, ценовых и технологических факторов	53
5. Макарова А.С., Хоршев А.А., Ерохина И.В. Корректировка параметров среднесрочного развития электроэнергетики с учетом изменившихся условий эффективности обновления ТЭС	74
6. Макарова А.С., Хоршев А.А., Урванцева Л.В. Оценка масштабов и затрат при адаптации электроэнергетики к изменению балансовой и ценовой ситуации в период до 2025 года	98
7. Веселов Ф.В., Соляник А.И. Оценка ценовых последствий адаптации электроэнергетики к изменению балансовой и рыночной ситуации в среднесрочной перспективе	119
8. Лукьянов А.С., Макаров А.А. Развитие нефтяной отрасли России в посткризисный период	137
9. Макаров А.А., Тарасов А.Э. Газовая отрасль России в посткризисный период	157
10. Плаkitкин Ю.А., Плаkitкина Л.С. Прогнозы развития угольной промышленности России в посткризисный период	171

ПРЕДИСЛОВИЕ

В книге рассмотрены перспективы посткризисного развития в период до 2025 г. топливно-энергетического комплекса (ТЭК) как одной из главных составляющих экономики России и крупнейшего участника мировых энергетических рынков.

С использованием созданного в ИНЭИ РАН модельно-информационного комплекса SCANNER детализированы в отраслевом и территориальном аспектах разработанные Министерством экономического развития РФ (МЭР) сценарные условия посткризисного восстановления и развития экономики страны и регионов в период до 2025 г. На их базе с учётом возможностей реализации основных факторов повышения энергетической эффективности экономики сформированы консервативный, базовый и целевой сценарии роста внутреннего спроса на основные виды энергетических ресурсов. По этим данным и полученным из сценарных прогнозов развития мировых энергетических рынков¹ размерам российского экспорта и импорта основных видов топлива оптимизированы соответствующие сценарии развития электроэнергетики, нефтяной, газовой и угольной отраслей промышленности России и установлены основные меры по адаптации этих составляющих ТЭК к посткризисному развитию экономики страны.

Разработаны отчётные и для названных сценариев прогнозные частные и сводный топливно-энергетические балансы страны по годам рассматриваемого периода. Определена динамика цен на основные виды топлива и электроэнергию по регионам страны при разных вариантах политики в отношении регулируемых внутренних цен на природный газ. На этой основе рассчитаны основные макроэкономические показатели: вклад в валовой внутренний продукт и экспортную выручку страны, поступления в консолидированный бюджет и объёмы необходимых капитальных вложений — по рассмотренным сценариям развития ТЭК России и его отраслей. Показано, что в консервативном и базовом сценариях вклад ТЭК в основные макроэкономические показатели России в течение почти всего периода не достигает докризисных уровней (2012—2014 гг.). Но это отнюдь не означает анонсированный «сход с энергетической иглы», поскольку физические объёмы энергетического экспорта в консервативном сценарии сохраняются, а в базовом — продолжают расти. И только в целевом сценарии вклад ТЭК в макроэкономику регулярно увеличивается, превышая докризисные уровни, но во многом благодаря росту цен на топливо в соответствующем сценарии эволюции мировых энергетических рынков¹. Иными

¹ Направления адаптации мировой энергетики к новым рыночным условиям / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой и В.А. Кулагина. М.: ИНЭИ РАН, 2018.

словами, в сценарных условиях МЭР нет достаточных предпосылок для низкосырьевого развития экономики страны.

Определены основные аспекты и пути адаптации топливно-энергетических отраслей и ТЭК в целом к посткризисному восстановлению экономики России в условиях большой неопределённости мировых энергетических рынков и усиления санкционного давления США на топливно-энергетический комплекс страны.

Результаты исследования могут быть полезны Министерству экономического развития и Министерству энергетики РФ при разработке документов стратегического планирования развития экономики и ТЭК России, энергетическим компаниям — для подготовки стратегий и планов своего развития, при проведении научных исследований и проектных работ.

1. РАЗВИТИЕ ЭКОНОМИКИ РОССИИ В ПОСТКРИЗИСНЫЙ ПЕРИОД

Малахов В.А., канд. экон. наук

В основу комплексной оценки посткризисной перестройки экономики страны положены три сценария (консервативный, базовый и целевой) долгосрочного прогноза социально-экономического развития России, который был представлен Министерством экономического развития Российской Федерации (МЭР) в федеральные органы исполнительной власти в мае 2017 г.

Базовый и консервативный сценарии социально-экономического развития, разработанные МЭР, основаны на среднем сценарии демографического прогноза, разработанного Росстатом (табл. 1.1).

Базовый и целевой варианты МЭР основаны на предпосылке о постепенном замедлении темпов мирового экономического роста с 3,2 % в 2016 г. до 2,8 % к 2020 г. и последующем их сохранении в узком диапазоне 2,5—2,9 %. Такая динамика мировой экономики обусловлена ожидаемым замедлением темпов потенциального роста как в развитых, так и в развивающихся странах. При этом значимый вклад в замедление мирового экономического роста внесёт охлаждение экономической активности в китайской экономике, что будет связано с необходимостью структурной перестройки из-за исчерпания инвестиционно-ориентированной модели роста в условиях значительного перенакопления капитала в инфраструктурном сек-

*Таблица 1.1. Показатели демографического развития России, млн чел.
[по данным Росстата РФ]*

Показатель	Сценарий	Год								
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Численность населения (среднегодовая)	Базовый и консервативный	147,0	147,3	147,6	147,8	148,0	148,1	148,2	148,3	148,3
	Целевой	147,0	147,3	147,6	147,8	148,0	148,1	148,2	148,3	148,3
Численность населения трудоспособного возраста	Базовый и консервативный	82,8	81,9	81,2	80,6	80,0	79,6	79,2	79,1	78,9
	Целевой	82,8	81,9	82,2	82,6	82,9	83,3	83,7	84,3	85,0
Численность населения старше трудоспособного возраста	Базовый и консервативный	37,1	37,8	38,4	38,9	39,4	39,8	40,1	40,3	40,5
	Целевой	37,1	37,8	37,4	37,0	36,5	36,1	35,6	35,0	34,5

торе. В консервативный вариант была заложена предпосылка о более существенном замедлении мирового экономического роста, что в первую очередь будет связано с «жесткой посадкой» экономики Китая, спровоцированной схлопыванием пузырей на рынках финансовых и нефинансовых активов.

В табл. 1.2 приведены прогнозные темпы изменения основных макроэкономических показателей в соответствующих сценариях МЭР, которые служили ориентирами для наших макроэкономических расчётов. Однако для комплексной оценки

**Таблица 1.2. Основные макроэкономические показатели сценариев
[по данным МЭР РФ]**

Сценарий	Год								
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Темп роста валового внутреннего продукта, %									
Консервативный	0,2	0,7	1,1	1,4	1,4	1,3	1,4	1,4	1,4
Базовый	2,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,5	1,5
Целевой	2,0	1,7	2,5	3,1	3,0	3,0	3,1	3,2	3,4
Темп роста инвестиций в основной капитал, %									
Консервативный	-1,2	0,2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6
Базовый	2,0	2,2	2,0	2,1	2,1	2,2	2,3	2,3	2,4
Целевой	2,0	3,9	6,8	9,8	7,0	6,0	5,6	5,3	5,2
Темп роста промышленного производства, %									
Консервативный	0,9	1,2	1,6	1,8	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5
Базовый	2,0	2,2	1,9	1,9	2,0	1,9	1,9	2,0	2,0
Целевой	2,0	2,2	2,6	3,0	3,8	3,7	3,7	3,8	3,9
Темп роста реальных располагаемых доходов населения, %									
Консервативный	0,0	1,0	1,0	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3
Базовый	1,0	1,5	1,2	1,1	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4
Целевой	1,0	1,8	2,1	2,5	2,1	2,1	2,1	2,1	2,3
Темп роста реальной заработной платы, %									
Консервативный	0,4	2,6	1,1	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Базовый	1,3	2,7	1,3	1,3	1,9	1,8	1,7	1,6	1,6
Целевой	1,3	2,9	1,9	2,5	2,2	2,1	2,2	2,2	2,3
Курс доллара среднегодовой, рублей за доллар США									
Консервативный	68,8	73,3	74,8	76,4	77,1	78,1	79,2	80,4	81,6
Базовый	64,2	69,8	71,2	72,7	73,4	74,3	75,4	76,3	77,2
Целевой	64,2	69,6	70,7	71,8	72	72,3	72,6	72,9	73,2
Численность занятых в экономике, млн чел.									
Консервативный	68,4	68,3	68,1	67,8	67,3	66,9	66,6	66,3	66,1
Базовый	68,5	68,4	68,2	67,9	67,4	67,0	66,6	66,3	66,1
Целевой	68,5	68,4	68,7	68,9	68,9	68,9	68,8	68,7	68,8

посткризисного развития экономики страны эти показатели были доработаны на разработанных в ИНЭИ РАН экономико-математических моделях в части а) детализации макроэкономических показателей МЭР РФ в отраслевом разрезе с определением прогнозных динамик производства и инвестиций основных видов экономической деятельности, б) разработки прогнозных сценариев согласованного развития экономики субъектов РФ в разрезе основных видов экономической деятельности. Эти доработки необходимы для прогноза спроса на топливо и энергию по регионам и направлениям использования [1, 2].

Для оценки посткризисного развития российской экономики страны в отраслевом разрезе использовались методика и модельно-информационные средства, разработанные в ИНЭИ РАН [3].

Согласно базовому сценарию, темпы роста экономики России в 2017—2025 гг. составят в среднем 1,5 % (рост на 14,7 % к уровню 2016 г.). Россия отстает от развития мировой экономики и перемещается на 12-е место по величине валового внутреннего продукта (ВВП). Прогнозируется увеличение внутреннего спроса в структуре ВВП, т. е. по элементам использования ВВП ведущую роль в восстановлении экономики будет играть расширение потребительского и инвестиционного спроса. Чистый экспорт останется отрицательным во всем прогнозном периоде, оказывая сдерживающее влияние на общеэкономическую динамику. Поэтому МЭР ожидает, что к 2025 г. доля внутреннего спроса в структуре использования ВВП увеличится до 93,5 % против 92,5 % в 2017 г.

В базовом сценарии рост инвестиций в основной капитал в течение прогнозного периода составит 2,0—2,4 процентных пункта. Позитивную динамику инвестиционного спроса обеспечит стабилизация внутренних макроэкономических условий. По ожиданиям МЭР, это создаст возможности для некоторого увеличения доли прибыли, направляемой компаниями реального сектора на инвестиции. Также поддержку инвестиционному спросу должна оказывать стабилизация долгосрочных процентных ставок на сравнительно низком для российской экономики уровне. В результате к 2025 г. суммарные инвестиции в основной капитал увеличатся на 21,4 % относительно уровня 2016 г., что приведет к росту доли инвестиций в ВВП до 18 % (с 17 % в 2016 г.).

В сценарии предполагается сдержанный, но стабильный рост расходов на конечное потребление, который будет обеспечен ростом доходов населения (в диапазоне 1,2—1,4 %). При этом реальная заработная плата на прогнозном горизонте будет расти близко к темпам роста производительности труда (в среднем 1,5 % в течение прогнозного периода). Поэтому объем реальных располагаемых доходов населения в сценарии отстает от динамики ВВП и увеличивается за период всего на 12,5 %.

Динамика промышленного производства в базовом сценарии опережает динамику ВВП: к концу прогнозного периода оно увеличивается в сопоставимых ценах относительно уровня 2016 г. на 19,3 %. Основной вклад в рост промышленности вносят обрабатывающие отрасли. Также высокие темпы роста производства наблюдаются на нетрубопроводном транспорте и строительстве (табл. 1.3).

Рост строительно-монтажных работ за период 2017—2025 гг. (на 19,8 %) почти соответствует росту суммарных инвестиций в экономике (21,4 %). В обрабатывающей промышленности высокими темпами развиваются отрасли инвестиционного комплекса и комплекса конструкционных материалов (табл. 1.4).

Таблица 1.3. Годовые индексы производства по укрупнённым видам экономической деятельности в базовом сценарии [по данным ИНЭИ РАН]

Отрасль	Год		
	2017	2020	2025
Сельское и лесное хозяйство, охота	1,016	1,017	1,018
Добыча ТЭР	1,001	0,999	0,998
Добыча нетопливных полезных ископаемых	1,010	1,011	1,009
Производство кокса и нефтепродуктов	0,994	0,981	0,994
Обрабатывающие производства без нефтепереработки	1,040	1,041	1,037
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	1,015	1,012	1,009
Строительство	1,019	1,020	1,023
Транспорт без трубопроводов	1,027	1,031	1,034
Трубопроводный транспорт	1,006	1,000	0,997
Связь	1,017	1,023	1,021
Прочие услуги	1,018	1,023	1,020

Таблица 1.4. Годовые индексы производства обрабатывающих отраслей, рассчитанные в рамках базового сценария [по данным ИНЭИ РАН]

Отрасль	Год		
	2017	2020	2025
Производство пищевых продуктов и табака	1,038	1,043	1,035
Текстильное и швейное производство	1,038	1,043	1,035
Производство кожи, изделий из кожи и обуви	1,038	1,043	1,035
Обработка древесины и производство изделий из дерева	1,044	1,044	1,039
Целлюлозно-бумажное производство, издательская и полиграфическая деятельность	1,044	1,044	1,039
Производство кокса и нефтепродуктов	0,994	0,981	0,994
Химическое производство	1,044	1,044	1,039
Производство резиновых и пластмассовых изделий	1,044	1,044	1,039
Производство прочих неметаллических минеральных продуктов	1,039	1,040	1,039
Чёрная металлургия	1,039	1,039	1,034
Цветная металлургия	1,039	1,039	1,034
Производство готовых металлических изделий	1,039	1,040	1,039
Производство машин и оборудования	1,039	1,040	1,039
Производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования	1,039	1,040	1,039
Производство транспортных средств и оборудования	1,039	1,040	1,039
Прочие обрабатывающие производства	1,044	1,044	1,039

Машиностроительные отрасли и производство готовых металлических изделий наращивают производство в 2025 г. на 39,5 % относительно уровня 2016 г. Высокими темпами растут деревообрабатывающая промышленность и целлюлозно-бумажное производство (рост на 43,2 %), химическая промышленность (рост на 43,1 %), пищевая и легкая промышленность (рост по 40,0 %).

Изменения отраслевой структуры экономики в базовом сценарии (табл. 1.5) обусловлены заметным снижением доли добычного сектора экономики. Его наполовину компенсирует увеличение доли обрабатывающих производств и доли чистых налогов в ВВП.

Таблица 1.5. Отраслевая структура ВВП по базовому сценарию, % (в ценах 2015 г.) [по данным ИНЭИ РАН]

Отрасль	Год			
	2016	2017	2020	2025
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	3,7	3,7	3,7	3,7
Добыча полезных ископаемых	8,2	8,0	7,6	7,0
Обрабатывающие производства	11,5	11,6	11,9	12,2
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	2,6	2,6	2,5	2,4
Строительство	5,7	5,7	5,7	5,7
Транспорт и связь	7,0	7,0	6,9	6,9
Прочие услуги	48,8	48,7	48,8	49,0
Чистые налоги на продукты	12,5	12,7	12,9	13,1
Всего	100,0	100,0	100,0	100,0

Среди добычных отраслей наибольшее снижение вклада в производство ВВП в базовом сценарии наблюдается в сфере добычи нефти и газа, по этой причине вклад ТЭК в экономику в базовом сценарии снижается сильнее, чем в консервативном: с 23 % в 2016 г. до 20,4 % в 2025 г. (до 21 % в консервативном сценарии). Более успешное развитие неэнергетических отраслей экономики обусловило в сценарии более стремительное снижение зависимости экономики от ТЭК по сравнению с консервативным сценарием (табл. 1.6). Например, к концу рассматриваемого периода доля поступлений от ТЭК в доходах консолидированного государственного бюджета падает до 28,4 %. Что касается инвестиционной нагрузки на экономику, то в расчётах по базовому сценарию доля отраслей ТЭК в суммарных инвестициях в стране с отчётных 28 % снижается в 2025 г. до 27,5 %, тогда как в консервативном сценарии она возрастает.

Незначительные различия между базовым и консервативным сценариями в динамике развития отраслей экономики обусловили слабые различия и в региональной структуре экономики (табл. 1.7).

Доля восточной части страны (Уральский, Сибирский и Дальневосточный ФО) в совокупном валовом региональном продукте (ВРП) по базовому сценарию снижается до 29,6 % в 2025 г. (с 29,8 % в 2015 г. и 30,2 % в 2016 г.) (табл. 1.8). При этом доля

Таблица 1.6. Роль ТЭК в экономике по базовому сценарию, %
[по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	Год			
	2016	2017	2020	2025
Доля ТЭК в производстве ВВП	23,0	22,6	21,5	20,4
Доля ТЭК в доходах консолидированного государственного бюджета	30,8	30,4	29,1	28,4
Доля инвестиций в ТЭК в суммарных инвестициях в основной капитал	28,0	24,7	28,7	27,5
Доля инвестиций в ТЭК в ВВП	4,5	4,0	4,7	4,7

Таблица 1.7. Годовые индексы ВРП федеральных округов (в ценах 2015 г.)
по базовому сценарию [по данным ИНЭИ РАН]

Территория	Год				
	2015	2016	2017	2020	2025
	млрд руб.				
Российская Федерация	65 167	0,997	1,018	1,014	1,014
Центральный ФО	22 714	0,991	1,019	1,013	1,016
Северо-Западный ФО	6790	0,998	1,028	1,018	1,015
Южный ФО (включая Крым)	4590	0,995	1,016	1,017	1,013
Северо-Кавказский ФО	1704	1,025	1,019	1,016	1,015
Приволжский ФО	9916	0,982	1,014	1,020	1,014
Уральский ФО	8980	1,006	1,006	1,013	1,005
Сибирский ФО	6752	0,995	1,017	1,015	1,019
Дальневосточный ФО	3719	1,051	1,027	0,999	1,016

Таблица 1.8. Структура ВРП федеральных округов по базовому сценарию (в ценах 2015 г.)
[по данным ИНЭИ РАН]

Территория	Год				
	2015	2016	2017	2020	2025
Российская Федерация	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Центральный ФО	0,349	0,346	0,347	0,346	0,347
Северо-Западный ФО	0,104	0,104	0,105	0,107	0,106
Южный ФО (включая Крым)	0,070	0,071	0,071	0,071	0,071
Северо-Кавказский ФО	0,026	0,027	0,027	0,027	0,027
Приволжский ФО	0,152	0,150	0,149	0,151	0,153
Уральский ФО	0,138	0,139	0,137	0,135	0,132
Сибирский ФО	0,104	0,103	0,103	0,104	0,104
Дальневосточный ФО	0,057	0,060	0,061	0,059	0,060

Уральского ФО в экономике снижается заметнее (с отчётных 13,8 до 13,2 %), что компенсируется увеличением доли Дальневосточного ФО (до 6 % против 5,7 % в 2015 г.). Наибольший прирост экономики наблюдается в Крыму, Дальневосточном и Северо-Кавказском ФО: по сравнению с уровнем 2015 г. объёмы ВРП указанных округов в 2025 г. увеличиваются в сопоставимых ценах на 36,2; 18,4 и 18 % соответственно.

В консервативном сценарии МЭР замедленный рост мировой экономики станет дополнительным ограничителем экономического роста России. При низких ценах на нефть и слабом внешнем спросе восстановление роста пойдёт медленнее, чем в базовом сценарии. Средние темпы роста ВВП в период с 2020 по 2025 г. составят около 1,4 % в год и будут поддерживаться умеренным ростом расходов населения на потребление и сдержанным ростом накопления основного капитала: их вклад в прирост ВВП составит в среднем соответственно 0,9 и 0,3 процентных пункта в год. Среднегодовой рост реальных располагаемых доходов населения будет на уровне 1,0 %, что увеличит их на 9,8 % за этот период. Более сдержанная динамика доходов отразится на потребительском спросе и склонности к сбережению: оборот розничной торговли будет расти в среднем на 1,6 %.

Основной вклад в рост экономики внесут обрабатывающие отрасли промышленности и сфера услуг (в основном нетрубопроводный транспорт). Отрасли ТЭК показывают наименьшую динамику производства (табл. 1.9).

В обрабатывающей промышленности наибольшими темпами развиваются отрасли конечного спроса (пищевая промышленность, текстильное и швейное производство, производство обуви, химическое производство), при этом немного отстаёт динамика производства машиностроительных отраслей (табл. 1.10), что связано с невысокими темпами инвестиций в этом сценарии.

Таблица 1.9. Годовые индексы производства по укрупнённым видам экономической деятельности по консервативному сценарию [по данным ИНЭИ РАН]

Отрасль	Год		
	2017	2020	2025
Сельское и лесное хозяйство, охота	1,001	1,012	1,011
Добыча ТЭР	0,998	0,998	0,996
Добыча нетопливных полезных ископаемых	1,008	1,009	1,006
Производство кокса и нефтепродуктов	0,975	1,024	0,993
Обрабатывающие производства без нефтепереработки	1,027	1,027	1,030
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	1,005	1,015	1,005
Строительство	0,989	1,014	1,015
Транспорт без трубопроводов	1,012	1,031	1,029
Трубопроводный транспорт	1,002	0,999	0,997
Связь	1,004	1,021	1,019
Прочие услуги	1,004	1,019	1,018

Таблица 1.10. Годовые индексы производства обрабатывающих отраслей по консервативному сценарию [по данным ИНЭИ РАН]

Отрасль	Год		
	2017	2020	2025
Производство пищевых продуктов и табака	1,032	1,027	1,031
Текстильное и швейное производство	1,032	1,027	1,031
Производство кожи, изделий из кожи и обуви	1,032	1,027	1,031
Обработка древесины и производство изделий из дерева	1,037	1,031	1,033
Целлюлозно-бумажное производство, издательская и полиграфическая деятельность	1,037	1,031	1,033
Производство кокса и нефтепродуктов	0,975	1,024	0,993
Химическое производство	1,037	1,031	1,033
Производство резиновых и пластмассовых изделий	1,037	1,031	1,033
Производство прочих неметаллических минеральных продуктов	1,014	1,024	1,029
Чёрная металлургия	1,032	1,025	1,028
Цветная металлургия	1,032	1,025	1,028
Производство готовых металлических изделий	1,014	1,024	1,029
Производство машин и оборудования	1,014	1,024	1,029
Производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования	1,014	1,024	1,029
Производство транспортных средств и оборудования	1,014	1,024	1,029
Прочие обрабатывающие производства	1,037	1,031	1,033

Динамика объёмов производства секторов экономики определяет динамику её отраслевой структуры (табл. 1.11). За рассматриваемый прогнозный период в консервативном сценарии в структуре ВВП в сопоставимых ценах снижается доля добычных отраслей и энергетики при возрастании доли обрабатывающих отраслей промышленности. Также обращает на себя внимание незначительное изменение доли сельского хозяйства и совокупной доли сферы услуг в ВВП.

В консервативном сценарии снижаются вклады ТЭК в производство ВВП и зависимость доходов консолидированного бюджета от поступлений со стороны ТЭК (табл. 1.12).

По оценкам ИНЭИ РАН в 2016 г. на долю поступлений от отраслей ТЭК приходилось 30,8 % суммарных доходов консолидированного государственного бюджета страны (или 44,7 % налоговых поступлений в бюджет). Поступления государству со стороны отраслей ТЭК состоят из прямых налогов на производство (НДПИ, налог на прибыль, налог на имущество и прочие налоги в составе себестоимости) и косвенных налогов на топливно-энергетические ресурсы (акцизы, НДС, таможенные пошлины). К концу прогнозного периода доля ТЭК в доходах госбюджета снижается в сценарии до 29,4 %.

Таблица 1.11. Отраслевая структура ВВП по консервативному сценарию, % (в ценах 2015 г.) [по данным ИНЭИ РАН]

Отрасль	Год			
	2016	2017	2020	2025
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	3,7	3,7	3,7	3,6
Добыча полезных ископаемых	8,2	8,1	7,8	7,2
Обрабатывающие производства	11,5	11,6	11,8	12,1
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	2,6	2,6	2,6	2,4
Строительство	5,7	5,6	5,5	5,5
Транспорт и связь	7,0	7,0	7,0	7,0
Прочие услуги	48,8	48,7	48,7	49,1
Чистые налоги на продукты	12,5	12,7	12,9	13,1
Всего	100,0	100,0	100,0	100,0

Таблица 1.12. Роль ТЭК в экономике в расчётах по консервативному сценарию, % [по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	Год			
	2016	2017	2020	2025
Доля ТЭК в производстве ВВП	23,0	22,8	22,1	21,0
Доля ТЭК в доходах консолидированного государственного бюджета	30,8	30,9	29,9	29,4
Доля инвестиций в ТЭК в суммарных инвестициях в основной капитал	28,0	25,4	27,8	34,7
Доля инвестиций в ТЭК в ВВП	4,5	4,0	4,4	5,6

Обращает на себя внимание то, что в консервативном сценарии возрастает инвестиционная нагрузка на экономику со стороны ТЭК: инвестиции в ТЭК в 2025 г. в расчётах достигают 34,7 % в общих инвестициях страны и 5,6 % от ВВП (против отчётных 28 и 4,5 % соответственно).

Изменения производственной структуры экономики в обоих сценариях обуславливают изменение региональной структуры ВВП в прогнозном периоде. Самым экономически мощным федеральным округом в стране является Центральный ФО, его доля в суммарном ВРП России в 2015 г. составила 34,9 % (табл. 1.13). В консервативном сценарии доля Центрального округа в экономике страны снижается к 2025 г. до 34,7 %. Это связано с относительно слабым ростом экономики округа: к 2025 г. рост экономики Центрального ФО составит 9,1 % относительно уровня 2015 г., что превысит динамику ВРП только в Уральском ФО (7 % роста).

Наибольший рост экономики в сценарии наблюдается в Северо-Кавказском (рост на 12,9 %) и Северо-Западном ФО (12,3 %). Благодаря этому доля западной части

Таблица 1.13. Динамика и структура ВРП федеральных округов по консервативному сценарию (в ценах 2015 г.) [по данным ИНЭИ РАН]

Территория	Год			
	2016	2017	2020	2025
Российская Федерация	0,997	1,000	1,013	1,013
Центральный ФО	0,991	1,000	1,014	1,014
Северо-Западный ФО	0,997	1,010	1,017	1,015
Южный ФО (включая Крым)	0,996	0,997	1,016	1,013
Северо-Кавказский ФО	1,025	0,998	1,016	1,013
Приволжский ФО	0,982	0,997	1,019	1,013
Уральский ФО	1,007	0,991	1,011	1,008
Сибирский ФО	0,997	1,000	1,014	1,014
Дальневосточный ФО	1,044	1,006	0,989	1,016
<i>Структура ВРП</i>				
Российская Федерация	1,000	1,000	1,000	1,000
Центральный ФО	0,346	0,346	0,345	0,346
Северо-Западный ФО	0,104	0,105	0,107	0,107
Южный ФО (включая Крым)	0,070	0,071	0,071	0,072
Северо-Кавказский ФО	0,027	0,027	0,027	0,027
Приволжский ФО	0,150	0,149	0,152	0,153
Уральский ФО	0,139	0,138	0,136	0,134
Сибирский ФО	0,104	0,104	0,104	0,104
Дальневосточный ФО	0,060	0,060	0,058	0,057

страны увеличивается за 9 прогнозных лет с 69,8 % в 2015 г. до 70,4 % в 2025 г. В целом результаты расчётов ИНЭИ РАН показывают, что в рамках консервативного сценария региональная структура экономики страны (в разрезе федеральных округов) меняется незначительно.

В целевом сценарии динамика роста мировой экономики совпадает с принятой для базового сценария. При этом МЭР предполагает, что благодаря созданию условий для интенсификации инвестиционной деятельности (в том числе в добывающей отрасли) будет происходить некоторое увеличение добычи в сырьевых отраслях за счёт внедрения новых передовых технологий и ввода новых месторождений, расположенных в удаленных регионах со сложными условиями. В части бюджетной и денежно-кредитной политики целевой сценарий не отличается от двух других сценариев МЭР.

В целевом сценарии предполагается, что благодаря мерам Правительства РФ по устранению ограничений для факторов производства будут созданы условия для

роста российской экономики темпами не ниже среднемировых. Структурные меры, заложенные в целевой сценарий прогноза, должны обеспечить:

- рост численности занятых в экономике (за счёт повышения экономической активности населения, роста мобильности на рынке труда, снижения уровня структурной безработицы, роста продолжительности активной жизни);

- рост производительности труда (посредством реализации приоритетного проекта по повышению производительности труда, улучшения качества человеческого капитала через модернизацию системы образования и повышения квалификации);

- рост инвестиционной активности с помощью создания предсказуемых условий ведения бизнеса в стране, посредством улучшения делового климата, трансформации налоговой системы, системы поддержки экспорта, развития института проектного финансирования, обеспечивающего сопровождение проекта на всех стадиях — от разработки до правильного структурирования финансирования и последующего процесса реализации.

Предполагается, что меры, благоприятно сказывающиеся на инвестиционной активности, должны привести к росту количества реализуемых крупных инвестиционных проектов в нашей стране. В рамках целевого сценария эти проекты должны обуславливать более заметные (чем в двух других сценариях) изменения структуры экономики в отраслевом и региональном разрезе. Поэтому для адекватной оценки перспектив посткризисного развития российской экономики по целевому сценарию в ИНЭИ РАН была сформирована база данных по крупным инвестиционным проектам, которые реализуются или планируются для реализации в регионах страны.

Источниками информации по инвестиционным проектам были отчеты компаний, данные Минэкономразвития, Минэнерго, Минрегиона, Минсельхоза России, Росжелдора, Росавтодора, СМИ, а также местных органов власти субъектов РФ. Важным потенциальным источником информации являются данные Минэнерго РФ, а также инфраструктурных организаций электроэнергетики об электропотреблении планируемых к вводу крупных проектов на основе данных о технологическом присоединении потребителей и информационных запросов в адрес субъектов Российской Федерации.

В расчётах ИНЭИ РАН инвестиционный проект учитывался, если его стоимость не ниже 5 % отчетного объёма инвестиций в соответствующую отрасль данного субъекта РФ и при условии его финансовой обеспеченности¹. После анализа информации о более чем 4000 проектов для учета в прогнозах отобрано 829 крупных инвестиционных проектов в разных отраслях экономики субъектов РФ, 646 из которых приходятся на неэнергетические отрасли экономики (табл. 1.14). Следует отметить, что за последние два года количество крупных инвестиционных проектов в стране

¹ С уже открытым финансированием, имеющий государственные или банковские гарантии, бюджетные источники финансирования/софинансирования.

Таблица 1.14. Количество отобранных крупных инвестиционных проектов по федеральным округам, шт. [по данным ИНЭИ РАН]

Отрасль	РФ всего	Федеральный округ*							
		Ц	СЗ	Юж	СК	П	У	С	ДВ
Всего	829	261	50	109	64	141	21	90	93
Сельское хозяйство	80	42	1	8	6	16	0	2	5
Добыча ТЭР	23	1	1	2	0	3	0	7	9
Добыча нетопливных полезных ископаемых	30	1	9	1	1	5	0	9	4
Производство кокса и нефтепродуктов	20	2	1	6	3	3	0	5	0
Обрабатывающие производства без нефтепереработки	290	118	13	29	31	44	7	30	18
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	127	24	11	24	12	23	6	7	19
Строительство	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нетрубопроводный транспорт	109	22	8	10	2	22	6	17	22
Трубопроводный транспорт	13	0	0	2	1	5	1	2	2
Связь	11	7	0	1	0	1	0	0	3
Прочие	126	44	6	26	8	19	1	11	11

* Ц — Центральный, СЗ — Северо-Западный, Юж — Южный (включая Крым), СК — Северо-Кавказский, П — Приволжский, У — Уральский, С — Сибирский, ДВ — Дальневосточный.

сократилось на треть. Частично это связано с завершением ряда проектов (то есть они вышли на проектную мощность), но остальное сокращение обусловлено ухудшением экономической конъюнктуры и неопределённостью перспектив развития страны в условиях финансовой и геополитической напряжённости.

Для каждого проекта в состав показателей, позволяющих интегрировать его в развернутый прогноз экономики, включены субъект РФ, год начала осуществления инвестиций по проекту и сроки освоения проектной мощности, проектная мощность в ценах базового года с привязкой её к одной из 11 отраслей, объёмы необходимых инвестиций с разбивкой по годам реализации инвестиционного проекта и привязкой к соответствующей отрасли, ожидаемые приросты выпуска продукции в ценах базового года с привязкой их к соответствующей отрасли и разбивкой по годам освоения проектной мощности.

Если прирост выпуска продукции при реализации проекта ожидается по нескольким отраслям, то годовые объёмы инвестиций разбиваются по соответствующим отраслям пропорционально приростам их выпусков.

Первичные данные по проектам агрегируются для использования в расчётах. На первом уровне для каждого года прогнозного периода суммируется информация по отраслевым выпускам и инвестициям по всем отобранным инвестиционным проектам данного субъекта РФ. В результате для каждого субъекта РФ формируется «проектная траектория субъекта», включающая в себя суммарные отраслевые приросты выпусков, обусловленные перспективными инвестиционными проектами, и суммарные отраслевые инвестиции, обусловленные перспективными инвестиционными проектами. На втором уровне путем суммирования «проектных траекторий субъектов» для каждого федерального округа формируется «проектная траектория округа», а на третьем уровне суммированием «проектных траекторий округов» формируется «проектная траектория страны» в виде последовательности отраслевых векторов выпусков и инвестиций.

Значительная часть отобранных инвестиционных проектов была начата до прогнозного периода, и они использовались нами в расчётах по консервативному и базовому сценариям. Объёмы выпусков продукции и инвестиций по проектам, реализация которых запланирована не ранее 2018 г., учитывались только в расчётах по целевому сценарию. При этом соответствующие им размеры выпусков и инвестиций использовались в отраслевых и региональных расчётах по целевому сценарию добавлением к соответствующим значениям базового сценария. Таким образом, базовый сценарий являлся основой для формирования целевого сценария развития экономики.

В табл. 1.15 приведена «проектная траектория страны» в целевом сценарии в разрезе укрупнённых видов экономической деятельности, представляющая собой данные об объёмах отраслевых выпусков и инвестиций, которые использовались в наших расчётах.

Таблица 1.15. Отраслевые выпуски и инвестиции, обусловленные крупными проектами, млрд руб. (в ценах 2015 г.) [по данным ИНЭИ РАН]

Отрасль	Год	
	2020	2025
<i>Выпуски</i>		
Сельское и лесное хозяйство, охота	71,3	79,7
Добыча ТЭР	143,9	370,5
Добыча нетопливных полезных ископаемых	351,9	444,6
Производство кокса и нефтепродуктов (НПР)	236,3	290,8
Обрабатывающие производства без НПР	1132,5	2011,0
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	206,5	320,2
Строительство	0,0	0,0
Нетрубопроводный транспорт	646,5	833,5
Трубопроводный транспорт	23,8	64,3

Окончание табл. 1.15

Отрасль	Год	
	2020	2025
Связь	2,8	3,0
Прочие услуги	371,0	423,0
Всего	3186,5	4840,6
<i>Инвестиции</i>		
Сельское и лесное хозяйство, охота	11,7	1,7
Добыча ТЭР	264,8	122,0
Добыча нетопливных полезных ископаемых	37,0	31,0
Производство кокса и нефтепродуктов (НПР)	0,2	0,0
Обрабатывающие производства без НПР	280,6	123,7
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	134,0	24,4
Строительство	0,0	0,0
Нетрубопроводный транспорт	325,4	50,2
Трубопроводный транспорт	36,0	36,0
Связь	0,1	0,0
Прочие услуги	42,5	6,5
Всего	1132,3	395,5

В табл. 1.16 для каждого федерального округа представлены суммарные объёмы выпусков и инвестиций (в сопоставимых ценах), обусловленные крупными инвестиционными проектами во всех отраслях в целевом сценарии. С увеличением горизонта прогнозирования объёмы проектных инвестиций уменьшаются из-за нехватки информации об инвестиционных проектах, реализация которых возможна в далёкой перспективе. При этом с момента выхода на проектную производственную мощность соответствующие объёмы отраслевых выпусков, обусловленные проектами, фиксируются до конца прогнозного периода, т. е. в прогножном периоде суммарный объём проектных выпусков увеличивается.

В первые годы прогнозного периода проектные инвестиции в целевом сценарии составляют в некоторых отраслях значительную долю от их общих инвестиций (табл. 1.17). Например, инвестиции от отобранных крупных проектов в обрабатывающей промышленности составляют 36,1 % общего объёма капиталовложений отрасли в 2018 г., далее эта доля быстро снижается до 3,8 % в 2025 г. Большим весом обладают проекты и в инвестициях добычи нетопливных полезных ископаемых, и их роль снижается не столь быстро с увеличением горизонта прогнозирования: с 32,2 % в 2018 г. до 11,0 % в 2025 г. Также большой вес инвестиционных проектов

Таблица 1.16. Суммарные выпуски и инвестиции в федеральных округах, обусловленные крупными проектами, млрд руб. (в ценах 2015 г.) [по данным ИНЭИ РАН]

Территория	Год	
	2020	2025
<i>Выпуски</i>		
Россия, всего	3186,7	4840,6
Центральный ФО	913,6	1102,9
Северо-Западный ФО	480,1	841,5
Южный ФО (включая Крым)	362,5	483,9
Северо-Кавказский ФО	152,5	203,2
Приволжский ФО	330,4	426,9
Уральский ФО	228,1	354,3
Сибирский ФО	415,7	702,9
Дальневосточный ФО	303,8	725,0
<i>Инвестиции</i>		
Россия, всего	1132,2	395,4
Центральный ФО	285,2	11,9
Северо-Западный ФО	133,9	50,2
Южный ФО (включая Крым)	70,1	26,3
Северо-Кавказский ФО	22,8	0,0
Приволжский ФО	102,0	28,5
Уральский ФО	17,0	10,7
Сибирский ФО	68,6	94,1
Дальневосточный ФО	432,6	173,7

Таблица 1.17. Доля крупных новых проектов в общих инвестициях отраслей, % [по данным ИНЭИ РАН]

Отрасль	Год	
	2020	2025
Сельское и лесное хозяйство, охота	1,6	0,2
Добыча ТЭР	9,3	3,0
Добыча нетопливных полезных ископаемых	15,4	11,0
Производство кокса и нефтепродуктов (НПР)	0,1	0,0
Обрабатывающие производства без НПР	12,7	3,8
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	16,5	1,8
Строительство	0,0	0,0

Окончание табл. 1.17

Отрасль	Год	
	2020	2025
Нетрубопроводный транспорт	14,2	1,6
Трубопроводный транспорт	7,4	7,5
Связь	0,0	0,0
Прочие услуги	0,7	0,1
Всего	6,6	1,7

наблюдается в транспорте и отраслях ТЭК. В остальных отраслях инвестиции, обусловленные крупными проектами, практически не оказывают влияния на динамику капиталовложений.

В отличие от объёмов инвестиций, роль крупных инвестиционных проектов в прогнозных объёмах выпуска отраслей не столь высока (табл. 1.18), что свидетельствует о высокой капиталоемкости производств, включённых в «проектную траекторию». Наибольший вклад в общий объём производства инвестпроекты приносят в добыче нетопливных полезных ископаемых, нетрубопроводном транспорте и обрабатывающей промышленности, включая нефтепереработку. В остальных отраслях влияние крупных инвестпроектов на прогнозные объёмы производства ничтожно. В целом по России доля выпусков, обусловленных крупными инвестпроектами, в суммарном

Таблица 1.18. Доля выпусков продукции крупными инвестиционными проектами в суммарных выпусках отраслей, % [по данным ИНЭИ РАН]

Отрасль	Год	
	2020	2025
Сельское и лесное хозяйство, охота	1,0	1,0
Добыча ТЭР	1,4	3,5
Добыча нетопливных полезных ископаемых	30,1	35,2
Производство кокса и нефтепродуктов (НПП)	3,0	3,6
Обрабатывающие производства без НПП	3,4	4,5
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	2,7	3,6
Строительство	0,0	0,0
Нетрубопроводный транспорт	8,2	8,3
Трубопроводный транспорт	0,8	2,2
Связь	0,1	0,1
Прочие услуги	0,6	0,6
Всего	2,0	2,6

валовом выпуске страны увеличивается в целевом сценарии с 1,4 % в 2018 г. до 2,0 и 2,6 % в 2020 и 2025 г. соответственно.

По регионам России наибольшее влияние на динамику производства крупные инвестиционные проекты оказывают в Дальневосточном и Северо-Западном ФО (табл. 1.19), где к концу прогнозного периода их доля составит 8,2 и 4,1 % соответственно.

Влияние инвестиционных проектов на развитие регионов связано, главным образом, с проектами, которые реализуются в первые прогнозные годы. До 2020 г. доли проектных инвестиций в суммарных объёмах инвестиций всех округов достигают максимумов (табл. 1.20). Обращает на себя внимание, что в Дальневосточном ФО

Таблица 1.19. Доля выпусков, обусловленных крупными инвестпроектами в суммарных выпусках федеральных округов, % [по данным ИНЭИ РАН]

Территория	Год	
	2020	2025
Россия, всего	2,0	2,6
Центральный ФО	1,8	1,8
Северо-Западный ФО	2,8	4,1
Южный ФО (включая Крым)	6,7	8,2
Северо-Кавказский ФО	3,3	3,7
Приволжский ФО	1,2	1,3
Уральский ФО	1,2	1,6
Сибирский ФО	2,5	3,4
Дальневосточный ФО	4,2	8,2

Таблица 1.20. Доля инвестиций, обусловленных крупными проектами в суммарных инвестициях федеральных округов, % [по данным ИНЭИ РАН]

Территория	Год	
	2020	2025
Россия, всего	6,6	1,7
Центральный ФО	6,3	0,2
Северо-Западный ФО	7,3	2,0
Южный ФО (включая Крым)	7,4	1,3
Северо-Кавказский ФО	3,6	0,8
Приволжский ФО	16,7	0,0
Уральский ФО	0,7	0,3
Сибирский ФО	4,0	3,8
Дальневосточный ФО	28,9	10,1

крупные проекты приносят существенный вклад в динамику инвестиций округа вплоть до конца периода. Объёмы производства и инвестиций, обусловленные крупными инвестиционными проектами, вносят ключевой вклад в изменение отраслевой и региональной структуры отечественной экономики в целевом сценарии.

Таким образом, основными факторами экономического роста в прогнозном периоде являются повышение инвестиционной активности и реализация крупных инвестиционных проектов — как с государственным финансированием, так и за счёт роста частных капиталовложений. В результате в целевом сценарии темп роста ВВП достигает 3,1 % в 2020 г. и далее увеличивается до 3,4 % к 2025 г., что превышает ожидаемые темпы роста мировой экономики в прогнозном периоде. При этом динамика инвестиций в основной капитал опережает в целевом сценарии темпы роста ВВП (см. табл. 1.2) и доля инвестиций в ВВП в 2025 г. достигает 21,9 %, превышая значения по двум другим сценариям.

В целевом сценарии предусмотрен существенный рост инвестиций в несырьевой сектор экономики, в результате чего среднегодовой рост экспорта нетопливных товаров в прогнозный период составит около 6 %, а его доля достигнет 50 % от совокупного экспорта к 2025 г. Оживление инвестиционной активности в экономике будет способствовать опережающему росту импорта инвестиционных товаров со среднегодовым темпом роста около 6 % в течение прогнозного периода и повышению его доли в структуре импорта с 25 % в 2016 г. до 30 % в 2025 г.

Проведение структурных реформ в экономике, активная инвестиционная политика, ускоренная модернизация и обновление основных фондов приведут к повышению спроса на трудовые ресурсы в долгосрочном периоде. В результате уровень безработицы в сценарии снижается до 4,8 % от рабочей силы в 2025 г.

Подходы Правительства РФ в части оплаты труда в бюджетном секторе в целевом сценарии в целом соответствуют базовому сценарию. Более высокая динамика заработной платы во внебюджетном секторе обусловлена более благоприятными экономическими условиями. В результате среднегодовой темп роста реальной заработной платы в 2017—2025 гг. составляет в сценарии 2,2 % (см. табл. 1.2), а увеличение за весь период достигает 21,4 %. На фоне более высокой динамики зарплат, а также доходов от предпринимательской деятельности и собственности среднегодовой рост реальных располагаемых доходов населения в целевом сценарии превышает показатель базового и составляет 2 %.

В целевом сценарии практически все сектора экономики растут максимальными темпами (табл. 1.21). Основным драйвером роста экономики при этом являются обрабатывающая промышленность (реальный рост производства в 2025 г. относительно уровня 2016 г. на 60,3 %), строительство (рост производства строительно-монтажных работ за 9 лет 60,2 %) и нетрубопроводный транспорт (рост производства на 46,3 %).

В обрабатывающей промышленности чемпионами развития являются отрасли инвестиционного комплекса (табл. 1.22). За прогнозный период в машиностроительных отраслях производство увеличивается в 1,84—1,86 раза, производство гото-

Таблица 1.21. Годовые индексы производства по укрупнённым видам экономической деятельности в целевом сценарии [по данным ИНЭИ РАН]

Отрасль	Год	
	2020	2025
Сельское и лесное хозяйство, охота	1,029	1,028
Добыча ТЭР	1,011	1,016
Добыча нетопливных полезных ископаемых	1,016	1,017
Производство кокса и нефтепродуктов	1,009	1,007
Обрабатывающие производства без нефтепереработки	1,048	1,057
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	1,021	1,029
Строительство	1,092	1,050
Транспорт без трубопроводов	1,043	1,045
Трубопроводный транспорт	1,013	1,017
Связь	1,034	1,033
Прочие услуги	1,033	1,031

Таблица 1.22. Годовые индексы производства обрабатывающих отраслей, рассчитанные в рамках целевого сценария [по данным ИНЭИ РАН]

Отрасль	Год		
	2017	2020	2025
Производство пищевых продуктов и табака	1,038	1,026	1,044
Текстильное и швейное производство	1,038	1,026	1,044
Производство кожи, изделий из кожи и обуви	1,038	1,026	1,044
Обработка древесины и производство изделий из дерева	1,045	1,029	1,059
Целлюлозно-бумажное производство, издательская и полиграфическая деятельность	1,045	1,029	1,059
Производство кокса и нефтепродуктов	0,994	1,009	1,007
Химическое производство	1,045	1,029	1,059
Производство резиновых и пластмассовых изделий	1,045	1,029	1,059
Производство прочих неметаллических минеральных продуктов	1,039	1,089	1,067
Чёрная металлургия	1,039	1,025	1,049
Цветная металлургия	1,039	1,025	1,049
Производство готовых металлических изделий	1,040	1,092	1,068
Производство машин и оборудования	1,039	1,090	1,067
Производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования	1,039	1,090	1,067
Производство транспортных средств и оборудования	1,039	1,090	1,067
Прочие обрабатывающие производства	1,045	1,029	1,059

вых метизов — более чем в 1,85 раза, производство стройматериалов — в 1,83 раза. Промышленные отрасли, ориентированные на производство продукции конечного спроса, также растут значительными темпами, и в зависимости от отрасли за 2017—2025 гг. они вырастают в 1,45—1,56 раза.

В результате опережающего роста производства обрабатывающей промышленности и строительства доли этих отраслей в экономике достигают максимальных значений в целевом сценарии, в прогнозном периоде они монотонно увеличиваются (табл. 1.23). Соответственно, доля добычных отраслей снижается до минимальных значений в этом сценарии.

В отличие от базового и консервативного сценариев, в целевом сценарии снижается доля прочих услуг. Обращает на себя внимание то, что динамика доли производства и распределения электроэнергии, газа и воды в ВВП практически одинакова во всех трех сценариях развития экономики.

Наиболее форсированное развитие неэнергетических секторов экономики в целевом сценарии приводит к тому, что в этом сценарии наиболее интенсивно снижается зависимость экономики от отраслей ТЭК (табл. 1.24). К 2025 г. доля ТЭК в экономике страны снижается до 19,7 %, в доходах консолидированного бюджета — до 27,4 %, а в совокупных инвестициях в стране — до 26,3 %. Исключение составляет доля инвестиций отраслей ТЭК в ВВП, которая к концу прогнозного периода оказывается выше соответствующего значения базового сценария. Это связано с тем, что в целевом сценарии предусматриваются максимальная норма накоплений в экономике и наиболее капиталоемкий путь развития не только отраслей ТЭК, но и всех других секторов экономики.

Что касается динамики развития экономики регионов страны в целевом сценарии, то наибольший рост экономики наблюдается в Дальневосточном и Сибирском ФО (табл. 1.25). За прогнозный период ВРП этих кругов увеличивается

*Таблица 1.23. Отраслевая структура ВВП по целевому сценарию (в ценах 2015 г.)
[по данным ИНЭИ РАН]*

Отрасль	Год			
	2016	2017	2020	2025
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	3,7	3,7	3,7	3,5
Добыча полезных ископаемых	8,2	8,0	7,5	6,7
Обрабатывающие производства	11,5	11,6	11,7	12,6
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	2,6	2,6	2,5	2,4
Строительство	5,7	5,7	6,3	6,9
Транспорт и связь	7,0	7,0	6,9	6,8
Прочие услуги	48,8	48,7	48,4	47,9
Чистые налоги на продукты	12,5	12,7	13,0	13,2
Всего	100,0	100,0	100,0	100,0

**Таблица 1.24. Роль ТЭК в экономике России в целевом сценарии
[по данным ИНЭИ РАН]**

Показатель	Год			
	2016	2017	2020	2025
Доля ТЭК в производстве ВВП	23,0	22,7	21,5	19,7
Доля ТЭК в доходах консолидированного государственного бюджета	30,9	30,7	29,4	27,4
Доля инвестиций в ТЭК в инвестициях в основной капитал	28,0	25,1	25,5	26,3
Доля инвестиций в ТЭК в ВВП	4,5	4,0	4,7	5,5

**Таблица 1.25. Динамика и структура ВРП федеральных округов по целевому сценарию
(в ценах 2015 г.) [по данным ИНЭИ РАН]**

Территория	Год			
	2016	2017	2020	2025
	<i>Индексы реального роста</i>			
Российская Федерация	0,997	1,018	1,030	1,033
Центральный ФО	0,991	1,018	1,027	1,032
Северо-Западный ФО	0,998	1,028	1,032	1,034
Южный ФО (включая Крым)	0,995	1,016	1,033	1,030
Северо-Кавказский ФО	1,025	1,019	1,033	1,031
Приволжский ФО	0,982	1,014	1,035	1,034
Уральский ФО	1,006	1,005	1,027	1,027
Сибирский ФО	0,995	1,020	1,039	1,043
Дальневосточный ФО	1,051	1,030	1,020	1,041
	<i>Структура ВРП</i>			
Российская Федерация	1,000	1,000	1,000	1,000
Центральный ФО	0,346	0,346	0,344	0,340
Северо-Западный ФО	0,104	0,105	0,106	0,107
Южный ФО (включая Крым)	0,071	0,071	0,071	0,071
Северо-Кавказский ФО	0,027	0,027	0,027	0,027
Приволжский ФО	0,150	0,149	0,151	0,153
Уральский ФО	0,139	0,137	0,135	0,132
Сибирский ФО	0,103	0,104	0,105	0,110
Дальневосточный ФО	0,060	0,061	0,061	0,062

относительно уровня 2016 г. на 37,6 и 33,7 % соответственно. В целом в целевом сценарии среднегодовые темпы роста экономики восточных федеральных округов опережают соответствующие темпы базового сценария более чем в 2 раза. Для западных регионов разница в темпах роста между сценариями заметно меньше. В результате доля восточной части страны в целевом сценарии увеличивается к 2025 г. до 30,3 %.

Список литературы

1. **Малахов В.А.** Подходы к прогнозированию спроса на электроэнергию в стране // Проблемы прогнозирования. 2009. № 2 (113). С. 57—62.
2. **Предложения** по развитию методики формирования среднесрочного прогноза спроса на электроэнергию с учетом динамики развития экономики страны и регионов России / Ф.В. Веселов, А.А. Макаров, В.А. Малахов, С.П. Филиппов // Энергорынок. 2013. № 5. С. 33—39.
3. **SCANER** — модельно-информационный комплекс. А.А. Макаров, Ф.В. Веселов, О.А. Елисеева, В.А. Кулагин, В.А. Малахов, Т.А. Митрова, С.П. Филиппов; под ред. А.А. Макарова. М.: ИНЭИ РАН, 2011. 72 с. URL: http://www.eriras.ru/files/skaner_light.pdf (дата обращения 09.04.2018).

2. ПОСТКРИЗИСНОЕ РАЗВИТИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

Макаров А.А., академик РАН

1. Изменения объёмов и структуры внутреннего энергопотребления

Одним из условий реализации сформированных в [1] сценариев развития экономики России с увеличением относительно 2015 г. валового внутреннего продукта (ВВП) на 5—10 % к 2020 г. и на 12—29 % к 2025 г. является рост внутреннего потребления первичной энергии на 3—5 и 5—12 % соответственно (табл. 2.1).

Таблица 2.1. Внутреннее потребление первичной энергии и электроэнергии
[по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	Год										
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Первичная энергия, всего, млн т у. т.	962	979	979	987	999	1012	1025	1038	1052	1066	1078
				983	990	1000	1008	1017	1025	1032	1038
				975	979	986	990	996	1002	1007	1014
Энергоёмкость ВВП, кг у. т./долл.	0,47	0,48	0,47	0,46	0,46	0,45	0,44	0,43	0,42	0,42	0,41
				0,46	0,45	0,45	0,44	0,44	0,43	0,43	0,43
				0,47	0,47	0,47	0,46	0,46	0,45	0,45	0,45
Душевое энерго- потребление, т у. т.	6,6	6,7	6,7	6,7	6,7	6,8	6,9	7,0	7,1	7,1	7,2
				6,7	6,7	6,8	6,8	6,9	6,9	7,0	7,0
				6,6	6,6	6,7	6,7	6,7	6,8	6,8	6,8
Электроэнергия, млрд кВт · ч	1060	1078	1090	1103	1119	1136	1158	1179	1201	1224	1245
				1102	1113	1126	1140	1154	1169	1184	1200
				1082	1093	1100	1109	1121	1133	1147	1160
Электроёмкость ВВП, (кВт · ч)/долл.	0,52	0,53	0,52	0,52	0,51	0,50	0,50	0,49	0,49	0,48	0,47
				0,52	0,51	0,50	0,50	0,50	0,50	0,49	0,49
				0,53	0,53	0,52	0,52	0,51	0,51	0,51	0,51
Душевое электро- потребление, МВт · ч	7,2	7,4	7,4	7,5	7,6	7,6	7,8	7,9	8,1	8,2	8,3
				7,5	7,5	7,6	7,7	7,8	7,9	8,0	8,1
				7,4	7,4	7,5	7,5	7,6	7,7	7,7	7,8

Примечание. Верхние значения — целевой, средние — базовый и нижние — консервативный сценарии.

Анализ структуры внутреннего энергопотребления показывает, что свыше его половины приходится на преобразование первичной энергии в электроэнергию и централизованное тепло, но благодаря повышению КПД этих процессов их доля в общем спросе уменьшается с 52,4 % в 2015 г. до 51,8—52 и 51,2—51,5 % в 2020 и 2025 г. соответственно.¹ Следующий по объёму расход топлива на транспортные нужды увеличится по доле в общем энергопотреблении с 15,3 % в 2015 г. до 16—16,2 % в 2020 г. и 16,3—16,9 % в 2025 г. при стабильности расхода на производственные (12,4—12,7 %) и сырьевые (7,1—7,5 %) нужды и уменьшении доли коммунально-бытового сектора с 12,5 % до 12,2—12,3 и 12—12,4 % соответственно (табл. 2.2).

Отражая фундаментальную закономерность роста энерговооружённости членов общества, среднедушевой расход **первичной энергии** в России после увеличения с 6,1 до 6,8 т у. т/чел. в 2000—2010 гг. и снижения до 6,6 т у. т/чел. к 2015 г. повысится относительно этого уровня на 1,5—4,5 и 3—11 % к 2020 и 2025 г. соответ-

Таблица 2.2. Структура потребления первичной энергии по направлениям использования, % [по данным ИНЭИ РАН]

Направление	Год										
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Электро- и тепло-энергетика	52,4	52,5	52,4	52,2	52,1	52,0	51,8	51,7	51,5	51,3	51,2
				52,2	52,1	52,0	51,9	51,8	51,7	51,6	51,5
				52,2	52,0	51,8	51,7	51,6	51,5	51,5	51,4
Производственные энергетические нужды	12,5	12,6	12,6	12,7	12,6	12,6	12,5	12,5	12,5	12,4	12,4
				12,7	12,7	12,7	12,6	12,6	12,6	12,6	12,5
				12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7
Транспортные нужды	15,3	15,4	15,5	15,7	16,0	16,2	16,4	16,5	16,6	16,8	16,9
				15,7	15,8	16,0	16,1	16,2	16,2	16,3	16,4
				15,6	15,8	16,1	16,2	16,2	16,2	16,3	16,3
Сырьевые нужды	7,3	7,3	7,3	7,2	7,1	7,0	7,1	7,2	7,3	7,4	7,5
				7,2	7,1	7,0	7,1	7,1	7,2	7,3	7,3
				7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,2	7,2
Коммунальные и бытовые нужды	12,5	12,3	12,3	12,3	12,3	12,2	12,2	12,1	12,1	12,1	12,0
				12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
				12,3	12,3	12,3	12,3	12,4	12,4	12,4	12,4

См. примечание к табл. 2.1.

¹ Прогнозы размеров и структуры потребления разных видов энергоресурсов для производства электроэнергии и централизованного тепла см. [2].

ственно (см. табл. 2.1). В критическом сценарии значение этого показателя к 2025 г. лишь вернётся к уровню 2010 г., а в целевом вырастёт на 0,7 т у. т/чел., как и за первое десятилетие XXI в. Душевое потребление *электроэнергии* увеличилось с 5,9 до 7,1 МВт · ч/чел. в 2000—2010 гг. и после пятилетних колебаний составило 7,2 МВт · ч/чел. в 2015 г. В рассматриваемых сценариях оно будет расти в 1,5—2,7 раза быстрее душевого энергопотребления (соответственно на 4—7 и 8—17 %) благодаря ожидаемому углублению электрификации почти всех сторон деятельности общества. Однако в консервативном сценарии рост будет вдвое медленнее имевшегося в 2000—2010 гг. и сравняется с ним только в целевом сценарии.

С завершением начальной фазы процесса индустриализации экономики в большинстве стран мира действует тенденция уменьшения удельной энергоёмкости ВВП. После преодоления кризиса 1990-х годов её действие возобновилось и в России. При этом в 2000 г. энергоёмкость ВВП России была выше среднемирового значения в 2,5 раза, а её снижение на третью часть к 2008 г. (рис. 2.1) сократило разрыв со среднемировым уровнем лишь до 1,8 раза. Объективными причинами повышенной энергоёмкости ВВП России являются суровые климатические условия (на 20—25 % увеличивают расходы энергии на освещение и отопление помещений) и протяжённость страны на 11 часовых поясов с повышенными на 8—10 % затратами энергии на транспортировку грузов и людей самыми энергоёмкими видами транспорта (авиационный, железнодорожный, автомобильный) [3].

Основной же причиной служит очень энергоёмкая структура экономики России. Как крупнейший в мире экспортёр, страна несёт все затраты энергии на добычу, переработку и транспортировку на тысячи километров вывозимого топлива, а как ведущий поставщик энергоёмкой продукции (чёрные и цветные металлы, химические удобрения и др.) — ещё и затраты энергии на их производство и транспор-

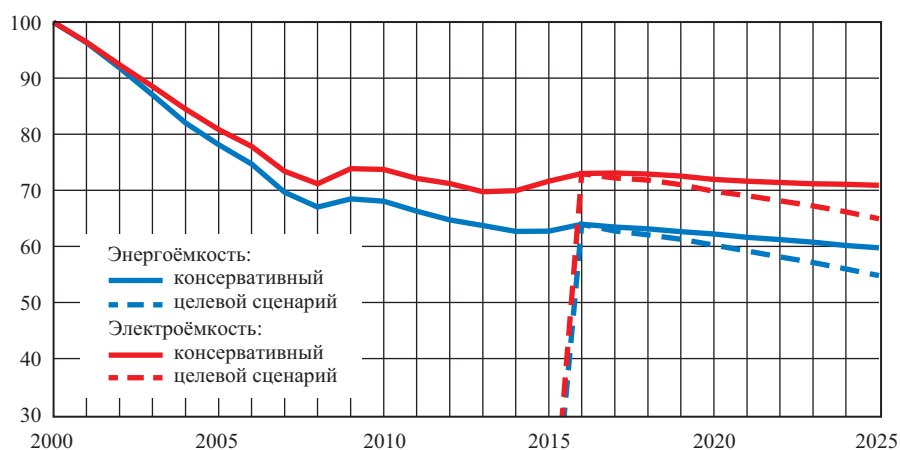


Рис. 2.1. Динамика энергоёмкости и электроёмкости ВВП России (%) [по данным IEA World Energy Outlook 2016, ИНЭИ РАН]

тировку. Расчёты на модели межпродуктового баланса показали [4], что в 2005—2010 гг. энергетический и энергоёмкий экспорт России увеличивал энергоёмкость ВВП на 15—20 %.

Высокая энергоёмкость ВВП обусловлена также большой материало- и энергоёмкостью основных видов экономической деятельности в России, на сокращение которых направлена энергосберегающая политика страны. Указом Президента России [5] ставилась задача уменьшить к 2020 г. энергоёмкость ВВП страны не менее чем на 40 % к уровню 2007 г., т. е. теми же темпами, что и в предшествующие годы. Но повторный экономический кризис 2014—2016 гг. нарушил эти планы, резко замедлив снижение энергоёмкости при стагнации показателей электроёмкости ВВП.

Эти негативные тенденции продолжатся в консервативном сценарии — снижение энергоёмкости ВВП лишь на 6 % к 2025 г. и значений электроёмкости всего на 1 %. На 1—2 % лучше динамика этих показателей в базовом сценарии, и только в целевом сценарии энергоёмкость ВВП уменьшится за 10 лет на 12,6 % и электроёмкость — на 9,4 % (см. рис. 2.1). При такой динамике энергоёмкости отставание России от среднемировых значений перестанет расти лишь в целевом сценарии.

По сравнению с началом века в стране многократно снизилась интенсивность энергосберегающей политики. Так, при разработке в 2008—2009 гг. проекта Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2030 г. [6] организационное и технологическое энергосбережение оценивалось (относительно состояния в 2005 г.) в размере 32—35 млн т у. т. в 2010 г. и 63—75 млн т у. т. к 2015 г., а структурное энергосбережение — соответственно 82—95 и 160—170 млн т у. т. Фактически же благодаря реализации всех видов энергосберегающих мероприятий было сэкономлено в 2016 г. только 43 млн т у. т. первичной энергии от уровня 2007 г., что в 5—6 раз меньше прежних прогнозов.

В консервативном сценарии сохранится вялая динамика энергосбережения с увеличением размеров экономии первичной энергии относительно 2015 г. лишь на 14 и 50 млн т у. т. в 2020 и 2025 г. соответственно. Но и это позволит наполовину сократить прирост внутреннего потребления первичной энергии. На 80 % это обеспечат организационно-технологические меры (главным образом, в электроэнергетике), а улучшение отраслевой и продуктовой структуры экономики снизит расход энергии к 2025 г. лишь на 10 млн т у. т. (рис. 2.2).

В базовом сценарии размеры энергосбережения превысят показатели консервативного сценария почти вдвое к 2020 г. и на 60 % к 2025 г. в основном за счёт совершенствования продуктовой и отчасти отраслевой структуры экономики. И только в целевом сценарии, где с 2020 г. ожидается ежегодный рост экономики на 3—3,4 % при адекватной ценовой политике, механизмы энергосбережения обеспечат после 2025 г. развитие экономики России без увеличения расхода первичной энергии на внутренние нужды. Первым шагом к этому станет снижение за счёт энергосбережения внутреннего энергопотребления на 42 % (40 млн т у. т.) к 2020 г. и в 2,2 раза

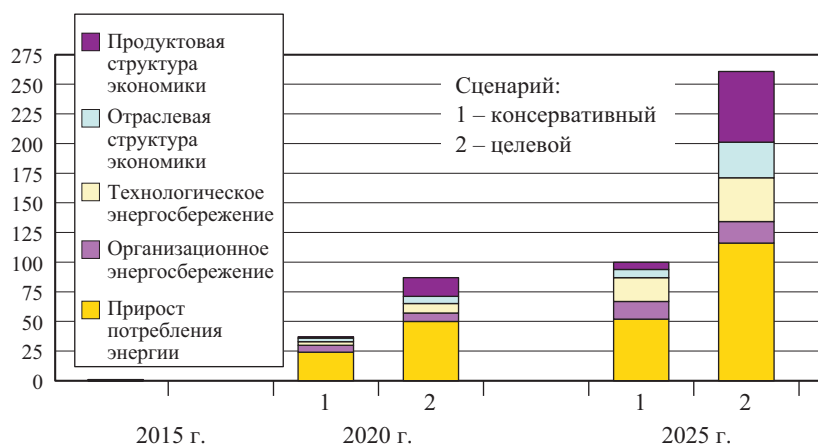


Рис. 2.2. Факторы и размеры энергосбережения, млн т у. т. [по данным ИНЭИ РАН]

к 2025 г. — на две третьих (95 млн т у. т.) за счёт улучшения структуры экономики и на третью часть (55 млн т у. т.) за счёт энергоэффективных технологий и организационных мер (см. рис. 2.2).

Оптимизация состава и режимов работы электростанций и котельных и учёт предпочтений остальных потребителей к качеству используемого топлива (см. табл. 2.2) позволили сформировать на модельно-информационном комплексе SCANNER [7] рациональную структуру внутреннего потребления основных видов энергетических ресурсов (табл. 2.3).

Доминирующим ресурсом в энергопотреблении России остаётся природный газ, его доля в спросе увеличится во всех сценариях — с 50,7 % в 2015 г. до 51,5—52

Таблица 2.3. Внутреннее потребление основных видов первичной энергии, млн т у. т. [по данным ИНЭИ РАН]

Вид первичной энергии	2015 г.	2020 г.			2025 г.		
		1	2	3	1	2	3
Газ	488	509	518	528	535	550	569
Жидкое топливо	183	189	187	190	190	187	196
Твёрдое топливо	163	154	156	156	149	155	159
Гидроэнергия	56	63	63	63	63	63	65
Атомная энергия	60	61	61	62	66	66	67
НВИЭ	12	10	13	14	12	18	22
Всего	962	986	1000	1012	1014	1038	1078

Примечание. Сценарий: 1 — консервативный; 2 — базовый; 3 — целевой.

и 52,5—53 % в 2020 и 2025 г. соответственно. Политика сдерживания цен на природный газ для поддержки населения и якобы стимулирования развития производства стала одной из главных причин низкой энергетической эффективности российской экономики и главной угрозой энергетической безопасности страны при крупном военном конфликте.

Два других ведущих энергоресурса — жидкое и твёрдое топливо — в сумме обеспечивали в 2015 г. 36 % внутреннего спроса на первичную энергию и уменьшат свою долю до 33—34 % к 2025 г. При этом потребление жидкого топлива снизится с 19,1 до 18,1—18,7 %, а твёрдого топлива вдвое быстрее — с 16,9 % в 2015 г. до 14,5—15 % в 2025 г. В замещении твёрдого топлива (в основном угля) участвуют и неорганические источники энергии, доля которых во внутреннем спросе увеличится с 13,3 % в 2015 г. до 14 % в 2025 г. При этом практически сохранится (6—6,5 %) доля атомной энергии при небольшом увеличении доли гидроэнергии с 5,9 % в 2015 г. до 6—6,2 % в 2025 г. и заметном росте доли нетрадиционных возобновляемых энергоресурсов (НВИЭ) с 1,2 до 1,3—2 % соответственно.

Резюмируя прогнозы внутреннего спроса на энергоресурсы, необходимо отметить, что у трёх из пяти ведущих экономик мира энергоёмкость ВВП была в 2015 г. в 1,6—2,1 раза ниже, чем в России, и даже в Китае она за последние 10 лет стала меньше российской на 11 %. До 2025 г. по консервативному сценарию Россия увеличит относительное отставание от всех стран (особенно от Китая) и сумеет сохранить разрыв по уровню энергетической эффективности только в целевом сценарии развития экономики (табл. 2.4).

Главной причиной экстремально высокой энергоёмкости ВВП России (в дополнение к исторически сложившейся очень энергоёмкой структуре экономики, растущему экспорту энергоресурсов и энергоёмкой продукции с отнесением на внутрен-

Таблица 2.4. Динамика энергоёмкости ВВП крупнейших стран мира

Страна	2015 г.		2020 г.		2025 г.	
	ВВП*	Удельная энергоёмкость**	ВВП*	Удельная энергоёмкость**	ВВП*	Удельная энергоёмкость**
Китай	19 265	0,17	25 239	0,14	30 879	0,12
США	17 900	0,12	20 192	0,11	22 582	0,10
Индия	7886	0,11	11 141	0,10	15 172	0,09
Япония	4782	0,09	4880	0,09	5018	0,08
Россия	3681	0,19	3776	0,19—0,18	4240	0,18—0,17

Источники: * IMF 2016, млрд долл. 2014 г. ** WEO 2016, кг н.э./долл.

нее потребление связанных с этим затрат энергии) стала длительно проводимая в стране финансовая и ценовая политика. Цена капитала в новейшей истории России в несколько раз превышала показатели развитых стран, а доступ к относительно дешёвым внешним его источникам имели фактически только крупные экспортёры. Большинство же потребителей энергии могли финансировать энергосберегающие мероприятия только под завышенный процент, который в последние годы достигал 16—20 % в год (при нулевой и даже отрицательной ставке рефинансирования капитала в центральных банках США и Евросоюза). В сочетании с заниженными в 2—3 раза всё ещё регулируемые государством внутренними ценами газа (который обеспечивает свыше половины энергопотребления страны и сдерживает рыночные цены других видов топлива) это делало экономически бессмысленным большинство мер энергосбережения, кроме самых дешёвых организационных мероприятий.

Важным средством успешной адаптации энергетического рынка России к усилению внешних санкций и стагнации цен на мировых энергетических рынках служит кратное удешевление заёмного капитала на цели энергосбережения при возможно быстром повышении цен газа для потребителей до уровня паритета с его ценами на внешних рынках. Но, судя по заявлениям Центрального банка и Правительства России, эта политика не изменится в 2019—2020 гг., что предопределяет слабость мер технологического энергосбережения, а прогнозируемые МЭР сценарии развития экономики до 2025 г. не дают возможностей существенного структурного энергосбережения (см. рис. 2.2). И лишь затем можно будет надеяться на интенсификацию нормативных и, главное, экономических мер энергосбережения (что предусмотрено в целевом сценарии), которые в 2030-е годы могут вывести Россию хотя бы на среднемировой уровень удельной энергоёмкости ВВП.

2. Изменения объёмов, структуры и направлений экспорта энергоресурсов

Россия — крупнейший в мире экспортёр энергоресурсов и продолжит наращивать его объёмы и диверсифицировать структуру как по видам топлива, так и по направлениям поставок. Участие страны на мировых энергетических рынках исследовалось в [8], результаты использованы и уточнены в сценариях развития ТЭК России. В консервативном и базовом сценариях вывоз ресурсов увеличится от уровня 2015 г. на 4 % к 2020 г., затем к 2025 г. в консервативном сохранится и вырастет на 2 % в базовом сценарии, а в целевом — увеличится на 10 и 21 % к 2020 и 2025 г. соответственно (табл. 2.5).

В **продуктовой структуре** доминирует нефтяной экспорт: доля вывоза сырой нефти (36,3 % в 2015 г.) увеличится к 2022 г. до 42—43 % в консервативном и базовом сценариях и до 38 % в целевом, но затем уменьшится соответственно до 42, 40 и 35 % к 2025 г. При этом доля товарных нефтепродуктов снижается во всех сценариях: с 16,3 % в 2015 г. до 15—16 и 10—12 % в 2020 и 2025 г. соответственно.

Таблица 2.5. Динамика размеров экспорта энергоресурсов и основных видов топлива [по данным ИНЭИ РАН]

Экспорт	Год										
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Всего, млн т у.т.	967	984	1028	1042 1009 1001	1049 1006 1001	1067 1004 1002	1079 1013 1001	1088 1017 994	1103 1025 1000	1126 1018 995	1174 1022 998
То же, % к 2015 г.	100	102	106	108 104 104	108 104 104	110 104 104	112 105 103	113 105 103	114 106 103	116 105 103	121 106 103
В том числе: сырая нефть, млн т	248	252	259	271 271 275	274 273 277	282 281 291	285 291 297	287 296 297	289 296 296	285 286 293	285 282 293
товарные нефте- продукты, млн т	117	105	115	114 109 108	112 110 108	102 102 95	98 94 88	95 90 86	88 84 82	85 81 80	78 75 76
природный газ, млрд м ³	215	226	241	240 223 217	240 225 217	250 225 220	258 231 227	262 233 226	275 245 237	296 254 239	337 266 246
уголь, млн т у.т.	122	131	138	150 139 137	157 134 135	164 133 136	167 132 129	169 132 125	173 131 124	177 131 122	182 131 120

См. примечание к табл. 2.1.

Нефтяной экспорт замещается природным газом, доля которого до 2020 г. сохранится в пределах 25—27 % общего вывоза, а затем увеличится к 2025 г. до 28, 30 и 33 % соответственно в консервативном, базовом и целевом сценариях. Доля экспорта угля уменьшится с 13,3 % в 2016 г. до 12—13 % к 2025 г. в консервативном и базовом сценариях, а в целевом сценарии она увеличится до 15 % уже в 2019 г. и приблизится к 16 % в 2025 г.

Направления энергетического экспорта России существенно изменятся (рис. 2.3): сократятся размеры и уменьшится доля продаж топлива на рынках Европы (с 75,7 % в 2015 г. до 69 и 67 % в 2025 г. по критическому и базовому сценариям соответственно); в целевом сценарии сохранятся размеры продаж, но снизится доля европейского направления экспорта до 62,6 % в 2025 г. Аналогичные процессы пойдут и в поставках топлива странам СНГ: при уменьшении абсолютных размеров их

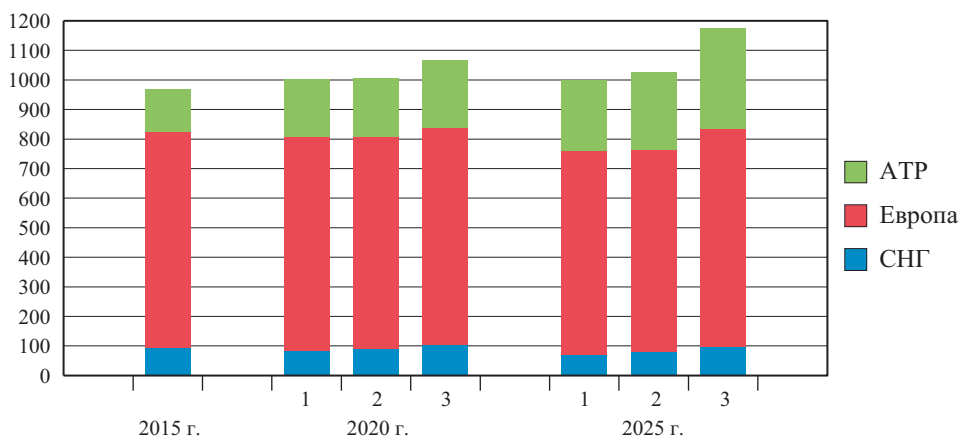


Рис. 2.3. Сценарии экспорта топлива на основные рынки, млн т у. т. [по данным ИНЭИ РАН].

Сценарий: 1 — консервативный; 2 — базовый; 3 — целевой

доля сократится с 9,6 % в 2015 г. до 8,5—9 и 7 % в 2020 и 2025 г. соответственно по консервативному и базовому сценариям. В целевом же сценарии к 2025 г. объёмы поставки в страны СНГ вырастут на 6 %, что не спасает от снижения их долю в общем экспорте — до 8 %.

Сжатию западных рынков противостоит рост поставок на рынки АТР — в 1,7—1,8 раза к 2025 г. в кризисном и базовом сценариях, что увеличит вес этого направления в российском вывозе топлива с 14,7 % в 2015 г. до 24—26 % в 2025 г.; в целевом сценарии экспорт топлива в АТР вырастет в 2,4 раза к 2025 г. с увеличением доли этого рынка до 29 %.

Дальнейшая диверсификация экспортных рынков является важнейшим способом адаптации топливно-энергетического комплекса России к внешним и внутренним рискам [9]. Этому может послужить и масштабный выход на африканский и южно-американский рынки топлива благодаря увеличению производства и экспорта сжиженного природного газа (СПГ), а также рост участия на внешних (особенно азиатском) рынках электрической энергии и мощности. Соответствующие меры предусмотрены в целевом сценарии.

3. Сценарии развития производства первичной энергии

Рассмотренные прогнозы потребления энергоресурсов на внутреннем и внешних рынках обеспечивались в 2015 г. импортом топлива лишь на 2,8 %. Его размеры уменьшатся к 2025 г. на 35 % в критическом и на 27 % в базовом и целевом сценариях за счёт сокращения закупок нефти и газа, а доля импорта в сумме внутреннего расхода и экспорта России уменьшится до 1,5—2 % в 2025 г.

Необходимые размер и структура производства первичной энергии определены оптимизацией на модельно-информационном комплексе SCANNER [7] балансов вну-

тренного и внешнего спроса, импорта и добычи всех видов энергетических ресурсов по стадиям их преобразования. Соответствующее этому производство первичной энергии в России увеличится на 4—5 и 5—8 % к 2020 и 2025 г. соответственно в консервативном и базовом сценариях и на 9 и 18 % в целевом сценарии (табл. 2.6).

Таблица 2.6. Сценарии производства первичной энергии в России
[по данным ИНЭИ РАН]

Производство первичной энергии	Год										
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Всего, млн т у.т.	1882	1927	1973	1992 1955 1937	2010 1959 1943	2042 1967 1953	2068 1984 1957	2090 1998 1957	2118 2013 1969	2154 2014 1970	2215 2024 1981
То же, % к 2015 г.	100	102	104	106 104 103	107 104 103	108 105 104	110 106 104	111 106 104	113 107 105	114 107 105	118 108 105
В том числе: нефть и конденсат, млн т	533	549	548	548 548 548	548 548 548	547 547 546	547 548 543	546 548 540	544 545 537	543 537 534	542 531 531
природный и попут- ный газ, млрд м ³	633	642	667	683 658 648	694 662 655	713 676 664	732 691 678	748 703 687	767 720 702	793 730 707	838 745 720
уголь, млн т	374	386	407	413 393 389	415 384 386	425 380 386	430 378 373	435 377 367	440 375 364	445 374 360	450 371 355
гидроэнергия, ГВт · ч	170	187	191	192 192 193	192 192 192	194 194 194	194 194 194	194 194 194	195 195 194	198 196 194	204 196 194
атомная энергия, ГВт · ч	195	197	208	194 202	206 206 206	206 206 206	209 209 209	207 205 205	215 208 208	218 210 216	228 223 223
НВИЭ, млн т у.т.	13	13	13	15 15 14	16 16 14	17 17 14	18 18 14	20 18 14	22 19 14	24 19 14	26 20 14

См. примечание к табл. 2.1.

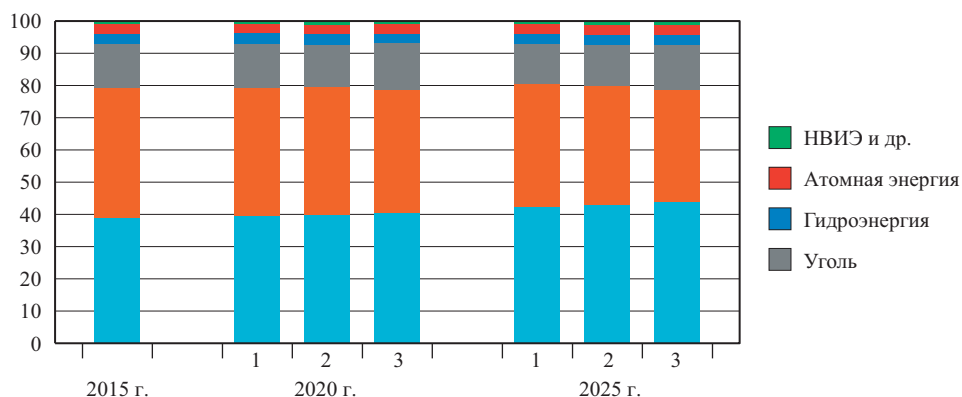


Рис. 2.4. Структура производства первичной энергии, % [по данным ИНЭИ РАН].

Сценарий: 1 — консервативный; 2 — базовый; 3 — целевой

При почти равной доле в общем производстве в 2015 г. нефти (40,3 %) и газа (39,0 %) их последующая эволюция существенно различается (рис. 2.4).

Добыча нефти и газового конденсата увеличится на 2,5—3 % к 2020 г. во всех сценариях, но затем уменьшится к 2025 г. на 3 % в консервативном и базовом сценариях и на 1 % в целевом сценарии. При этом их доля в общем производстве первичной энергии уменьшится до 40—39 % в 2020 г. и 38—37 % в 2025 г. в консервативном и базовом сценариях и, соответственно, до 38 и 35 % в целевом сценарии [10].

В отличие от этого, добыча природного и попутного газа систематически увеличивается — на 5—7 % к 2020 г. и на 14—18 % к 2025 г. по критическому и базовому сценариям и соответственно на 13 и 32 % в целевом сценарии с ростом доли в общем производстве соответственно до 39,5—40,5 и 42—44 % в 2020 и 2025 гг. [11].

Добыча угля увеличится на 2—2,5 % к 2020 г. в базовом и консервативном сценариях и на 13,6 % в целевом сценарии, но затем уменьшится к 2025 г. на 5 % по консервативному и на 1 % по базовому сценариям при росте на 20 % по целевому сценарию. При этом доля угля в производстве первичной энергии уменьшится с 13,7 % в 2015 г. до 13,5 % в консервативном и базовом сценариях в 2020 г. и до 12,5 % в 2025 г., но увеличится до 14 % в целевом сценарии [12] (см. рис. 2.4).

Использование всех видов неуглеродных энергоресурсов: атомной и гидроэнергии, нетрадиционных возобновляемых источников энергии — вырастет к 2020 г. на 6 % в консервативном сценарии и на 9 % в базовом и целевом сценариях, а к 2025 г. — на 10, 15 и 23 % соответственно по консервативному, базовому и целевому сценариям. При этом доля неуглеродных источников в производстве первичной энергии увеличится с 6,9 % в 2015 г. до 7—7,5 % в 2025 г. (см. рис. 2.4), из них на долю НВИЭ (рис. 2.5) придётся только 1—1,2 %. Рациональные размеры, эффективность и соотношения в использовании основных видов неуглеродных энергоресурсов подробно обсуждаются в [13].



Рис. 2.5. Использование основных видов нетрадиционных возобновляемых источников энергии, млн т у. т. [по данным ИНЭИ РАН].

Сценарий: 1 — консервативный; 2 — базовый; 3 — целевой

4. Эмиссия парниковых газов при потреблении и производстве энергии

Размеры и структура обусловленных энергетическим использованием топлива выбросов парниковых газов (ЭПГ) показаны в табл. 2.7.

Кризисная трансформация экономики и энергетики России даже после подъёма в начале XXI в. уменьшила к 2015 г. размеры эмиссии ЭПГ на 28,4 % по сравнению с уровнем 1990 г. Но в перспективе они увеличатся на 3—6 % к 2020 г. и на 5—13 % к 2025 г. при росте внутреннего потребления первичной энергии соответственно на 3—5 и 5—12 %. Причинами опережающего роста ЭПГ станут, во-первых, отмеченная выше (см. рис. 2.1) стагнация и затем медленный рост энергетической эффективности российской экономики и, во-вторых, опережающий внутреннее потребление рост экспорта энергоресурсов (на 4—10 % к 2020 г. и до 21 % в 2025 г.) (см. табл. 2.5) из-за больших расходов энергии на транспортировку топлива по территории страны.

Почти 80 % ЭПГ в России формируются выбросами CO_2 при сжигании органического топлива, но к 2025 г. их доля уменьшится до 79 % в консервативном и 77 % в целевом сценариях. При этом с 57,7 до 61—62 % увеличатся ЭПГ, обусловленные добычей, транспортировкой и использованием природного газа (в основном метана). Следующим по доле в ЭПГ (25,8 % в 2015 г.) является использование твёрдого топлива (при добыче которого тоже выделяется метан), но его доля уменьшится к 2025 г. абсолютно и относительно до 22 %. Объёмы ЭПГ от использования нефтепродуктов увеличатся на 5—6 % к 2020 г., а затем будут снижаться с уменьшением их доли в общих парниковых выбросах энергетики с 16,5 % в 2015 г. до 16—15 % в 2025 г.

Таблица 2.7. Эмиссия парниковых газов, обусловленная энергетическим использованием топлива, млн т CO₂ [по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	Год			
	1990	2015	2020	2025
Эмиссия диоксида углерода	2181	1530	1603 1584 1568	1663 1618 1600
Эмиссия метана	474	386	433 405 401	498 436 421
Эмиссия закиси азота	7,7	5,3	5,6 5,5 5,4	5,9 5,8 5,6
Сумма парниковых выбросов	2683	1922	2042 1994 1974	2167 2059 2026
В том числе от добычи, транспортировки и использования: газа	1224	1109	1231 1190 1169	1354 1270 1246
нефти	688	317	332 335 333	329 334 328
твёрдого топлива	766	495	479 469 472	484 455 452
То же, % к 1990 г.	100	65,7	69,8 68,2 67,5	74,1 70,4 69,2

См. примечание к табл. 2.1.

В рассматриваемый период Россия создаёт около 2,5 % мировой эмиссии парниковых газов и сдерживание её размеров не относится к главным приоритетам, особенно с учётом сопутствующего смягчения климата на большей части территории страны. Но возможные крупные риски климатических катастроф требуют внимательного отношения к проблеме климата и вызывают необходимость экономически оправданными мерами минимизировать обусловленную энергетикой эмиссию парниковых газов.



Рис. 2.6. Эмиссия парниковых газов, обусловленная энергетическим использованием топлива, по видам деятельности, млн т CO₂ экв. [по данным ИНЭИ РАН].

Сценарий: 1 — консервативный; 2 — базовый; 3 — целевой

Как показано на рис. 2.6, основными эмитентами парниковых газов в результате энергетического использования топлива являются транспорт (34—36,5 %) и электроэнергетика (31—32 %) при почти вдвое меньшем вкладе (по 16—17 %) промышленности и жилищно-коммунального хозяйства. Названные пропорции определяют приоритеты интенсификации мер по сокращению выбросов парниковых газов, главной из которых служит интенсификация энергосбережения.

Список литературы

1. Малахов В.А. Сценарии посткризисного развития экономики России // Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики: сб. / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
2. Макарова А.С., Хоршев А.А., Урванцева Л.В. Оценка масштабов и затрат при адаптации электроэнергетики к изменению балансовой и ценовой ситуации // Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики: сб. / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
3. Макаров А.А. Перспективы топливно-энергетического комплекса России в контексте глобального кризиса // Академия энергетики. 2012. № 2 (46). С. 4—12.
4. Магалимов И.В. Использование межпродуктового баланса для прогноза потребности в энергетических ресурсах. Проблемы и методы исследования роли ТЭК в экономике. М.: ИНЭИ РАН, 2001. С. 101—116.
5. Указ Президента РФ от 4 июня 2008 г. № 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики».
6. Энергетика России. Взгляд в будущее. М.: ИАЦ «Энергия», 2010. С. 70—71.

7. **Макаров А.А.** Модельно-информационная система для исследования перспектив энергетического комплекса России (SCANER). Управление развитием крупномасштабных систем. М.: Физматлит, 2012. С. 102—184.
8. **Направления** адаптации мировой энергетики к новым рыночным условиям / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой и В.А. Кулагина М.: ИНЭИ РАН, 2018.
9. **Макаров А.А.** Подходы к оценке устойчивости и рисков долгосрочного развития энергетики России. Системные исследования в энергетике: методология и результаты: сб. / под ред. А.А. Макарова и Н.И. Воропая. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
10. **Лукьянов А.С., Макаров А.А.** Развитие нефтяной отрасли России в посткризисный период // Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики: сб. / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
11. **Макаров А.А., Тарасов А.Э.** Газовая отрасль России в посткризисный период // Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики: сб. / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
12. **Плакиткин Ю.А., Плакиткина Л.С.** Прогнозы развития угольной промышленности России // Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики: сб. / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
13. **Веселов Ф.В., Соляник А.И.** Оценка ценовых последствий адаптации электроэнергетики к изменению балансовой и рыночной ситуации в среднесрочной перспективе // Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики: сб. / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М.: ИНЭИ РАН, 2018.

3. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС В ПОСТКРИЗИСНОЙ ЭКОНОМИКЕ РОССИИ

Макаров А.А., академик РАН

1. Роль ТЭК в макроэкономических показателях России

В посткризисный период улучшение (во всех сценариях) производственных и особенно финансово-экономических показателей топливно-энергетических отраслей [1—5] способствует восстановлению роли ТЭК в экономике России по сравнению с кризисным 2016 г. **Этот сложный процесс в самом общем виде проявляется в динамике вклада ТЭК в ВВП страны.** Падение мировых цен на нефть и другие виды топлива уменьшило его размеры в 2016 г. до 13 трлн руб. (на 27,8 % от уровня 2015 г.), а далее ожидается рост размеров вклада ТЭК в ВВП к 2025 г. на 35 % в консервативном, на 45 % в базовом и в 1,75 раза в целевом сценариях. При этом доля ТЭК в ВВП России по консервативному и базовому сценариям в период до 2020 г. сохранится на уровне 2016 г. (15,6 %) и затем увеличится до 20,1—20,7 % в 2025 г., так и не достигнув её значения в 2015 г. В целевом сценарии доля вклада ТЭК в ВВП возрастает до 17,5 % в 2020 г. и 22,4 % в 2025 г. (табл. 3.1).

Нефтегазовый сегмент обеспечит 89—91 % вклада ТЭК в ВВП страны. При этом доля нефтяной отрасли в консервативном и базовом сценариях сохранится в пределах 64—65 %, а в целевом сценарии уменьшится к 2025 г. до 60 % с увеличением доли газовой отрасли с 25,7 % в 2016 г. до 31 %. Угольная промышленность, выполняющая важную социальную функцию, генерирует только 3—4 % вклада ТЭК в ВВП, а электроэнергетика (как и газовая отрасль на внутреннем рынке) стимулирует развитие остальной экономики сдерживанием цен и поэтому даёт лишь около 6 % общего вклада ТЭК.

Основной вклад ТЭК в ВВП страны обеспечивает **выручка от экспорта топлива**, объём которой уменьшился в 2016 г. на 19 %, а к 2025 г. увеличится на 14 % в консервативном, на 23 % в базовом и в 1,5 раза в целевом сценариях (табл. 3.2). Но доля этой составляющей в общем вкладе ТЭК в ВВП страны уменьшится с 90,8 % в 2016 г. до 70—73 % в 2025 г. по всем сценариям. Доли топливных отраслей в экспортной выручке ТЭК в целом соответствуют приведенной выше структуре генерируемого им ВВП, а доля ТЭК в общем экспорте страны сократилась на 14 % в 2016 г. и уменьшится к 2025 г. до 51—53 % в консервативном и базовом сценариях, а в целевом сценарии увеличится до 61—63 %, но так и не достигнет уровня 2015 г.

**Таблица 3.1. Вклад отраслей ТЭК в ВВП России, трлн руб. 2015 г.
[по данным ИНЭИ РАН]**

Отрасль	Год										
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Нефтяная	12,4	8,34	8,43	8,96 8,68 8,57	9,32 8,73 8,63	9,51 8,66 8,56	10,7 9,83 9,67	11,6 10,8 10,5	12,3 11,5 11,1	13,2 12,3 11,7	13,8 12,7 12,1
Газовая	4,46	3,34	4,09	4,25 3,37 3,15	4,51 3,38 3,11	4,85 3,63 3,37	5,19 3,87 3,57	5,77 4,14 3,68	6,82 4,69 4,19	7,00 4,79 4,30	7,87 5,13 4,55
Угольная	0,45	0,46	0,48	0,51 0,50 0,48	0,53 0,50 0,49	0,55 0,52 0,50	0,58 0,53 0,51	0,60 0,55 0,52	0,63 0,57 0,54	0,66 0,59 0,55	0,68 0,61 0,56
Электро- и тепло- энергетика	0,81	0,83	0,89	0,91 0,89 0,89	0,93 0,90 0,90	0,97 0,97 0,90	1,01 0,98 0,93	1,11 1,00 0,97	1,20 1,03 1,01	1,28 1,03 1,03	1,37 1,06 1,05
ТЭК в целом	18,0	13,0	13,9	14,7 13,4 13,2	15,3 13,6 13,2	15,8 13,8 13,4	17,5 15,2 14,7	19,1 16,5 15,8	20,6 17,8 17,0	22,3 18,8 17,7	23,8 19,7 18,5
Доля ТЭК в ВВП РФ, %	21,7	15,6	16,4	17,1 15,6 15,8	17,3 15,6 15,6	17,5 15,6 15,6	18,6 16,9 16,9	19,8 18,0 17,9	20,7 19,2 19,0	21,7 20,1 19,5	22,4 20,7 20,1

Примечание. Верхнее значение — целевой, среднее — базовый и нижнее — консервативный сценарии.

**Таблица 3.2. Выручка от экспорта продукции отраслей ТЭК*, трлн руб. 2015 г.
[по данным ИНЭИ РАН]****

Отрасль	Год										
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Нефтяная	10,8	7,91	8,10	8,64 8,32 8,30	9,04 8,37 8,34	9,34 8,39 8,30	10,4 9,44 8,34	10,9 9,95 9,84	11,8 10,9 10,8	12,1 11,1 10,9	11,3 10,1 9,8
Газовая	2,48	2,91	2,75	2,93 2,47 2,23	2,99 2,50 2,30	3,27 2,70 2,45	3,55 2,83 2,45	3,63 2,87 2,42	3,70 2,90 2,43	4,10 2,97 2,40	4,58 3,20 2,54
Угольная	0,47	0,53	0,66	0,73 0,62 0,59	0,79 0,59 0,60	0,89 0,59 0,60	0,97 0,60 0,55	1,05 0,62 0,54	1,14 0,63 0,55	1,25 0,64 0,55	1,36 0,65 0,56

Окончание табл. 3.2

Отрасль	Год										
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ТЭК в целом	14,3	11,8	11,5	12,3	12,8	13,5	15,0	15,1	16,6	17,5	17,3
				11,4	11,5	11,7	12,9	13,4	14,4	14,7	14,0
				11,1	11,2	11,4	11,4	12,8	13,8	13,9	12,9
Доля ТЭК в товарном экспорте России, %	69,0	55,2	52,6	54,7	54,9	55,9	60,1	58,6	62,3	63,5	60,7
				50,3	50,0	49,9	53,9	54,8	57,5	57,3	53,3
				49,8	49,2	49,0	48,2	53,2	56,4	55,8	50,9

* Без учета выручки от экспорта электроэнергии.

** См. примечание к табл. 3.1.

Налоговые и таможенные отчисления отраслей ТЭК в доходах консолидированного бюджета России после спада на 25,6 % в 2016 г. увеличатся к 2025 г. в 1,5; 1,6 и 1,7 раза в консервативном, базовом и целевом сценариях соответственно (табл. 3.3).

Таблица 3.3. Отчисления ТЭК в консолидированный бюджет России, трлн руб. 2015 г.
[по данным ИНЭИ РАН]*

Отрасль	Год										
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Нефтяная	7,59	5,06	6,44	6,69	7,19	7,33	8,02	8,44	8,76	9,57	9,81
				6,39	6,59	6,45	7,14	7,56	7,88	8,55	8,71
				6,37	6,56	6,41	7,09	7,49	7,80	8,45	8,60
Газовая	1,30	1,48	1,44	1,53	1,55	1,62	1,76	1,85	1,99	2,10	2,17
				1,26	1,24	1,28	1,32	1,37	1,47	1,48	1,57
				1,17	1,17	1,18	1,17	1,20	1,29	1,30	1,41
Угольная	0,28	0,26	0,25	0,28	0,28	0,30	0,32	0,34	0,37	0,40	0,42
				0,25	0,25	0,24	0,25	0,25	0,26	0,27	0,29
				0,24	0,24	0,24	0,23	0,23	0,24	0,24	0,25
Электро- и тепло- энергетика	0,16	0,16	0,17	0,17	0,18	0,17	0,18	0,20	0,22	0,24	0,26
				0,17	0,17	0,17	0,18	0,19	0,20	0,20	0,20
				0,17	0,17	0,17	0,18	0,18	0,19	0,20	0,20
ТЭК в целом	9,33	6,97	8,32	8,78	9,21	9,41	10,1	10,8	11,3	12,3	12,7
				8,10	8,46	8,16	8,85	9,34	9,81	10,5	10,8
				7,97	8,16	7,98	8,65	9,10	9,51	10,2	10,5
Доля ТЭК в бюджете России, %	34,7	26,5	30,7	31,4	31,8	31,4	32,6	33,8	34,1	35,9	35,7
				29,1	29,9	28,3	30,1	31,2	32,2	33,8	34,1
				29,4	29,7	28,5	30,3	31,4	32,2	34,0	34,3

* См. примечание к табл. 3.1.

Нефтегазовый сегмент в 2016 г. обеспечил 95,2 % отчислений ТЭК, и к 2025 г. его доля увеличится до 96 % во всех сценариях. При этом вклад нефтяной отрасли с 73,7 % в 2016 г. увеличится к 2025 г. до 83 % в консервативном, 81 % в базовом и 78 % в целевом сценариях — с соответствующим снижением доли газовой отрасли. Доля ТЭК в доходах бюджета страны уменьшилась на 7,2 % в 2016 г. и вернётся к уровню 2015 г. лишь к 2025 г. (34—36 %).

Капитальные вложения отраслей ТЭК уменьшились на 8,6 % в 2016 г. и увеличатся к 2025 г. на 35 % в консервативном, на 60 % в базовом и в 2,1 раза в целевом сценарии (табл. 3.4). Их доля в производственных инвестициях страны после снижения на 1,5 % в 2016 г. увеличится до 22—23 % в 2025 г. во всех сценариях. Доля нефтегазового сегмента в общих капиталовложениях ТЭК увеличится с 73,1 % в 2016 г. до 81—82 % в консервативном и базовом сценариях в 2025 г., а в целевом сценарии уменьшится до 79 % ввиду опережающего инвестирования других сфер экономики.

Таблица 3.4. Капитальные вложения отраслей ТЭК, трлн руб. 2015 г.
[по данным ИНЭИ РАН]*

Отрасль	Год										
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Нефтяная	1,14	0,93	1,17	0,99	1,02	0,89	1,45	1,54	1,87	1,92	1,98
				0,96	0,95	0,85	1,44	1,51	1,79	1,74	1,58
				0,96	0,94	0,83	1,42	1,48	1,75	1,70	1,53
Газовая	0,84	0,86	0,89	1,19	1,53	1,50	1,24	1,82	2,29	2,20	2,14
				1,12	1,46	1,19	1,15	1,18	1,33	1,29	1,62
				1,08	1,35	1,14	0,94	0,94	0,92	0,92	1,16
Угольная	0,11	0,13	0,14	0,15	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,20	0,20
				0,14	0,14	0,14	0,14	0,15	0,15	0,15	0,16
				0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Электро- и тепло-энергетика	0,59	0,53	0,52	0,46	0,54	0,71	0,91	0,96	0,97	1,01	0,91
				0,46	0,48	0,51	0,61	0,65	0,63	0,57	0,53
				0,45	0,47	0,50	0,59	0,63	0,60	0,53	0,48
ТЭК в целом	2,68	2,45	2,72	2,79	3,24	3,26	3,77	4,50	5,32	5,33	5,23
				2,68	3,03	2,69	3,34	3,49	3,90	3,75	3,89
				2,63	2,90	2,61	3,09	3,19	3,41	3,29	3,31
Доля ТЭК в капитальных вложениях России, %	19,3	17,8	19,4	19,1	20,8	19,0	20,6	23,2	26,0	24,7	23,0
				18,7	20,7	18,0	21,9	22,4	24,4	23,0	23,3
				19,3	21,0	18,6	21,7	22,0	23,2	22,0	21,8

* См. примечание к табл. 3.1.

2. Налоговая и ценовая политика в энергетике России

Размеры и динамика рассмотренных характеристик роли ТЭК в макроэкономике страны существенно зависят от налоговой и ценовой политики в энергетике.

Многолетняя дискуссия о форме и размерах **налоговой** (и таможенной) нагрузки на топливные отрасли (в основном, газовую и нефтяную) пока проявилась в «ползучем» повышении ставок налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и намерениях провести на нескольких нефтяных месторождениях эксперимент по переходу от НДПИ к очень сложному для администрирования налогу на добавленный доход (НДД). Налоговая нагрузка существенно влияет на экономически оправданные размеры добычи топлива, особенно — нефти с её истощающейся традиционной и дорогой новой сырьевой базой. Но, вместе с тем, повышение налогов стимулирует научно-технический прогресс и, в конечном счёте, рост эффективности добычи топлива. Поэтому в долгосрочной перспективе сегодняшние послабления налоговой нагрузки могут обернуться технологическим отставанием и «замораживанием» богатой ресурсной базы, как это случилось с российскими возможностями освоения больших ресурсов нетрадиционных углеводородов. Изучение этой проблемы в большом исследовании 2014 г. [6] показало высокие риски перехода на НДД для наполнения бюджета страны при явной выгоде для добывающих компаний, а баланс интересов здесь отнюдь не достигнут и требует дополнительных исследований.

Ценовая политика на внутреннем рынке топлива¹ ориентирована на цены мировых (в основном европейского) рынков и для сырой нефти, нефтепродуктов, коксующихся и энергетических углей достаточно полно контролируется правительством через таможенные пошлины и акцизы. В отличие от этого внутренние цены на природный газ (обеспечивающий половину энергопотребления страны) регулируются государством (теперь Федеральной антимонопольной службой) как тарифы естественной монополии ПАО «Газпром». При этом заявленная в 2008 г. политика повышения внутренних цен на газ до уровня равной доходности с ценами экспорта на европейский рынок сменилась индексацией по правилу «инфляция минус» и даже «замораживанием» цен после почти двукратной девальвации рубля в 2014 г. В результате у потребителей газа и конкурирующих с ним энергоресурсов нет стимулов повышать энергетическую эффективность и использовать неуглеродные энергоресурсы. Производители же угля вынуждены уступать газу всё большую долю внутреннего рынка, временно компенсируя это наращиванием экспорта благодаря уменьшению валютного эквивалента затрат на добычу при девальвации рубля. Количественной мерой искажения проводимой ценовой политики служит соотношение цен топлива на внутреннем и внешних рынках. В европейской части России (где расходуется три четверти топлива страны) цены энергетически и экологически самого эффективного для потребителей топлива — газа выше цен на

¹ Цены на электроэнергию обсуждаются в [5].

Таблица 3.5. Оптовые цены на природный газ и уголь, тыс. руб. 2015 г./т у. т.*
[по данным ИНЭИ РАН]

Федеральный округ	Природный газ			Энергетический уголь		
	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.
	Индексация цен с темпом инфляции					
Северо-Западный	3,5	3,9	3,9	3,0	3,0	2,8
Центральный	3,7	4,1	4,1	2,9	3,1	3,0
Южный	3,7	4,2	4,2	3,0	3,0	2,9
Северокавказский	3,7	4,2	4,2	4,0	4,0	3,7
Приволжский	3,4	3,8	3,8	3,0	3,1	3,0
Уральский	3,1	3,4	3,4	2,2	2,7	2,6
Западная Сибирь	3,2	3,6	3,6	1,9	1,7	1,7
Восточная Сибирь	1,7	2,6	2,6	1,2	0,8	0,8
Дальневосточный	2,7	2,8	2,8	2,6	2,5	2,3
	Цены равной доходности с внешними рынками					
Северо-Западный	3,9	4,5	5,5	3,2	3,9	3,5
Центральный	4,0	4,7	5,5	3,1	3,7	3,4
Южный	4,1	4,8	5,8	3,3	3,9	3,6
Северокавказский	4,1	4,8	6,3	3,3	4,0	3,7
Приволжский	3,7	4,3	4,9	3,3	3,7	3,3
Уральский	3,4	3,9	4,6	2,6	3,3	3,0
Западная Сибирь	3,5	4,1	4,5	2,0	2,7	2,5
Восточная Сибирь	2,0	3,0	4,3	1,7	1,8	1,8
Дальневосточный	3,2	3,5	4,9	2,9	2,8	2,6

* Цены определены: для газа по узлам сети магистральных газопроводов, для угля по станциям железных дорог — и усреднены для территории соответствующей зоны страны. Цены у потребителей (за исключением льготных тарифов) будут выше приведенных по меньшей мере на величину затрат на распределительный транспорт.

энергетические угли всего на 10—15 % (табл. 3.5), а в Европе наш газ в 2,5—3 раза дороже тех же углей.

Без исправления ценовых диспропорций невозможно существенно повысить эффективность энергопотребления и развития ТЭК России и, ввиду большой его доли в ВВП страны (см. табл. 3.1), трудно увеличить темпы развития экономики до принятых в целевом сценарии. Поэтому в данном исследовании для базового и консервативного сценариев сохраняется действующая политика индексации внутренних цен газа с темпом инфляции цен потребителей (ИПЦ), а в целевом сценарии

с 2019 г. цены газа индексируются с опережением ИПЦ в 1,5—2 раза и выходят на уровень равной доходности с экспортом газа после 2025 г. В обоих случаях система цен газа и угля дифференцирована по территории страны (см. табл. 3.5) по федеральным округам.

Верхняя граница цен на топливо и энергию не может превышать цены мирового рынка и для такого крупного экспортёра энергоресурсов, как Россия, должна формироваться по ценам основного для нас европейского рынка нефти и газа (использованы прогнозы ИНЭИ РАН [7]) за вычетом всех затрат на экспорт, включая таможенные пошлины и транспортные издержки. Превышение этой границы сделает невыгодным экспорт топлива и потребует крупных бюджетных дотаций для его стимулирования, что нереально.

Исключая как нереалистичную политику крупных дотаций из бюджета отраслям ТЭК, приходится признать, что нижняя граница цен на топливо и энергию не может быть меньше цен самофинансирования топливных отраслей, если мы хотим обеспечить внутренние потребности страны и эффективный экспорт топлива. Количественные уровни цен по этому (нижнему) варианту определяют результаты оптимизации топливо-энергетического баланса страны в региональном разрезе (с учётом межрайонных перетоков топлива и энергии). При этом имитируется формирование равновесных (при необходимости — и монопольных) энергетических рынков по зонам страны исходя из задачи минимизации цен на энергоресурсы для потребителей — при условии включения в состав цены текущих издержек производства и стоимости обслуживания необходимых инвестиций, выплаты всех налогов и получения приемлемой прибыли хозяйствующих субъектов.

Прогноз системы цен на топливо по территории страны, ориентированной на цены мирового рынка, выполняется на модели оптимизации топливо-энергетического баланса комплекса SCANNER [8]. При этом могут варьироваться размеры таможенных сборов и акцизов, взимающих в пользу государства дифференциальную ренту по разным видам топлива и по месторождениям (бассейнам).

В отличие от большинства западных стран, где основным ценообразующим фактором являются цены на нефть, в России эту роль играет природный газ — в его конкуренции с углём и мазутом. С учётом высоких транспортных затрат цены на газ и уголь по районам страны будут дифференцированы, как это показано в табл. 3.5 и для газа на рис. 3.1.

Поскольку использование газа потребителями даёт по сравнению с углём дополнительный экономический и экологический эффект в размере не менее 10 долл/т у. т., то в зонах действия систем централизованного газоснабжения уголь будет конкурентоспособен, только если его цена будет ниже цены газа на указанную величину. Если же разница цен будет меньше этого потребительского эффекта, уголь сможет найти применение только у потребителей, не подключённых к системам газоснабжения.

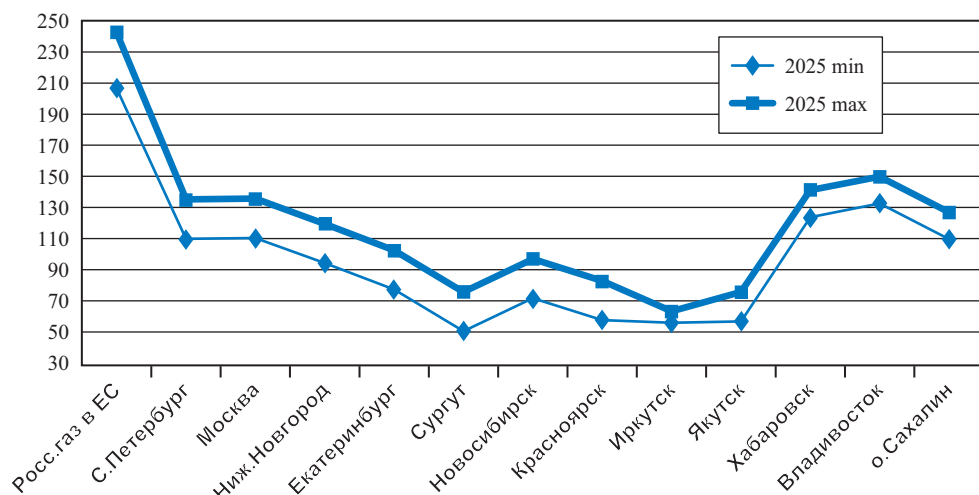


Рис. 3.1. Цены на сетевой газ по территории России, долл. 2015 г./тыс. м³ [по данным ИНЭИ РАН]

Заключение

Большая неопределённость предстоящих условий развития России, конкретных путей и средств подъёма экономики порождают весьма сдержанные прогнозы её роста — официальные и альтернативные. В сочетании с консервативной ценовой и налоговой политикой в отраслях ТЭК это определяет стагнацию (в целевом сценарии — лишь медленное повышение) энергетической эффективности экономики

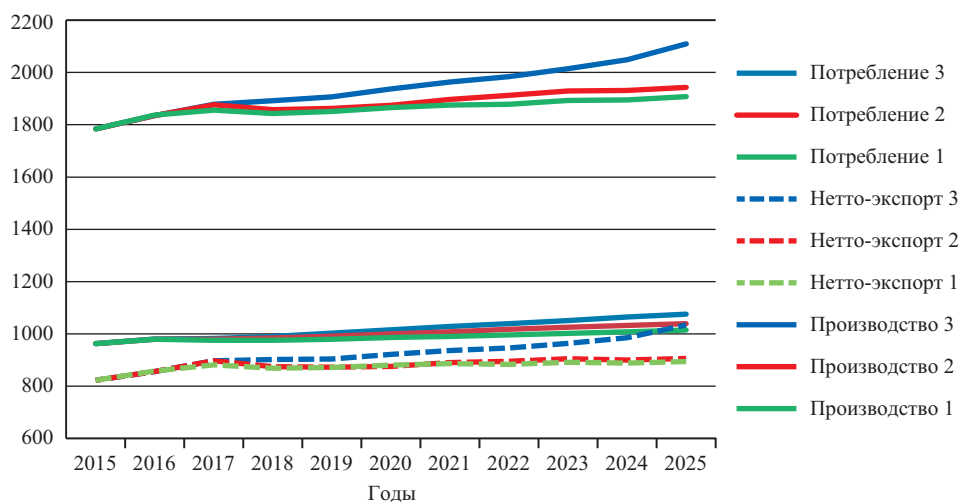


Рис. 3.2. Производство, потребление и экспорт энергоресурсов России, млн т у. т. [по данным ИНЭИ РАН].

Сценарии развития ТЭК: 1 — консервативный; 2 — базовый; 3 — целевой

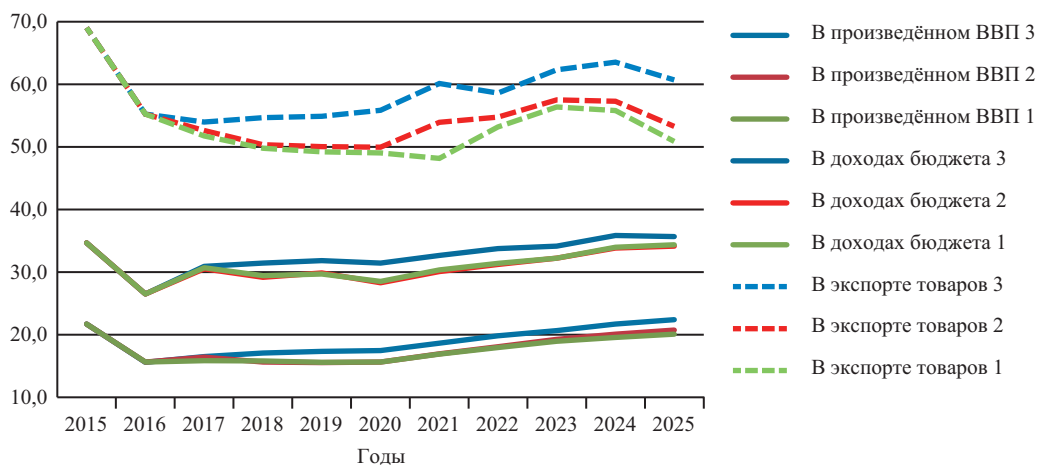


Рис. 3.3. Динамика доли ТЭК в макропоказателях развития экономики России, % [по данным ИНЭИ РАН]

и стимулирует опережающий рост экспорта топлива, в том числе освобождением от таможенных пошлин вывоза ряда энергоресурсов. В результате при продолжении сдерживания цен газа и сохранении примерно сегодняшнего курса рубля к доллару продолжится рост размеров внутреннего спроса, экспорта и производства энергоресурсов в России (рис. 3.2).

После падения в 2016 г. основных показателей вклада ТЭК в развитие экономики страны они во всех сценариях стабилизируются в период до 2020—2021 гг. и затем увеличиваются, почти возвращаясь в 2025 г. к уровням 2015 г. Особенно отчётливо это проявляется в росте показателей доли ТЭК в ВВП и доходах бюджета страны по целевому сценарию развития экономики и энергетики. При этом сохранится и уникально высокая доля ТЭК (от 50 до 63 %) в доходах консолидированного бюджета страны (рис. 3.3).

Таким образом, в период до 2025 г. экономике России трудно ожидать часто декларируемого «снятия с энергетической иглы».

Список литературы

1. Лукьянов А.С., Макаров А.А. Развитие нефтяной отрасли России в посткризисный период // Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики: сб. / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
2. Капустин Н.О., Грушевенко Д.А. Отечественная переработка: в ногу с мировыми трендами? // Деловой журнал NEFTEGAZ.RU. 2018. № 2. С. 28—34.
3. Макаров А.А., Тарасов А.Э. Газовая отрасль России в посткризисный период // Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики: сб. / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М.: ИНЭИ РАН, 2018.

4. **Плакиткин Ю.А., Плакиткина Л.С.** Прогнозы развития угольной промышленности России // Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики: сб. / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
5. **Веселов Ф.В., Соляник А.И.** Оценка ценовых последствий адаптации электроэнергетики к изменению балансовой и рыночной ситуации в среднесрочной перспективе // Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики: сб. / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
6. **Разработка** научно обоснованных предложений по долгосрочной политике в области ценообразования с учетом вариантов налогообложения отраслей топливно-энергетического комплекса: Отчёт ИНЭИ РАН. М., 2014. 1020 с.
7. **Направления** адаптации мировой энергетики к новым рыночным условиям: сб. / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой и В.А. Кулагина. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
8. **Макаров А.А.** Модельно-информационная система для исследования перспектив энергетического комплекса России (SCANER). Управление развитием крупномасштабных систем. М.: Физматлит, 2012. С. 102—184.

4. ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ И ОЦЕНКИ ВАРИАНТОВ ПОСТКРИЗИСНОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ БАЛАНСОВЫХ, ЦЕНОВЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

Веселов Ф.В., канд. экон. наук;
Новикова Т.В., канд. экон. наук; Панкрушина Т.Г.

1. Общая характеристика факторов неопределенности развития электроэнергетики в посткризисный период

В ближайшие 7—10 лет возможные траектории развития электроэнергетики России будут формироваться под влиянием большого числа крайне значимых факторов, каждый из которых обладает высокой неопределенностью.

Одна группа факторов связана с внешней экономической средой, динамикой посткризисного развития экономики страны, макроэкономической политикой, важной частью которой была и есть ценовая политика на внутрироссийских энергетических рынках. Применительно к электроэнергетике такими факторами являются:

1) Динамика внутреннего спроса на электроэнергию и централизованное тепло в целом по стране и ее территории формирует требования к увеличению производственного потенциала отрасли (прежде всего — росту установленной мощности и производства электроэнергии на электростанциях) и к изменению его территориальной структуры.

2) Динамика чистого экспорта электроэнергии, как и внутренний спрос, может влиять на необходимый рост генерирующей мощности и межгосударственных линий электропередачи. Однако с учетом темпов интеграционных процессов на рынке ЕАЭС и развития энергетической кооперации в регионе Северо-Восточной Азии объем внешних поставок электроэнергии в среднесрочный период не изменится существенно, составляя не более 2 % внутреннего спроса, и лишь к 2030—2035 гг. можно ожидать увеличения значимости экспорта для развития электроэнергетики России.

3) Динамика внутренних цен на основные виды топлива, используемые на электростанциях (газ, каменный и бурый уголь), во-первых, влияет на условия межтопливной конкуренции в разных районах России, т. е. на эффективность развития электростанций с использованием разных энергоресурсов (как топливных, так и нетопливных — АЭС, ГЭС, ВИЭ). Во-вторых, более высокие темпы роста цен топлива существенно влияют на стимулирование инвестиций в повышение энергоэффективности действующих электростанций, прежде всего — газовых, с пере-

водом их на современные парогазовые и газотурбинные технологии с повышением КПД до 50—55 %, а также на расширение масштабов теплофикации.

Другая группа факторов связана с технологическими и институциональными трендами в самой электроэнергетике, влияющими как на конкурентоспособность разных типов инвестиционных решений, так и на возможности их коммерчески эффективной реализации в рыночной среде. В среднесрочной перспективе наиболее важными внутренними факторами неопределенности для российской электроэнергетики, являются:

1) Доступность (как в материальном, так и в ценовом измерении) современных технологий тепловой энергетики для обновления действующих и строительства новых электростанций. Масштабные вводы новых мощностей в рамках реализованной в последние 10 лет программы ДПМ¹ базировались в основном на импортном оборудовании. Однако из-за резкого изменения курса рубля окупаемость аналогичных новых проектов существенно ухудшилась. Вместе с тем, несмотря на усилия по импортозамещению, до сих пор сохраняется ряд критически значимых технологий, не имеющих сопоставимых по производительности и стоимости отечественных серийных аналогов, а сроки их появления остаются неопределенными. Неясным остается также потенциал удешевления нового отечественного оборудования против импортного, особенно с учетом эффекта масштаба его серийного производства.

2) Отсутствие системных решений по изменению существующих механизмов конкурентного рынка электроэнергии и мощности поддерживает неопределенности в выборе приоритетных технологических решений при обновлении тепловых электростанций и в определении темпов этого процесса. Для ТЭЦ дополнительные риски связаны с затягиванием перехода к новой модели ценообразования на рынке тепла (активное внедрение принципа альтернативной котельной, массовое использование концессионных соглашений в теплоснабжении и пр.). Важно отметить, что неопределенности в динамике и технологических приоритетах при выборе инвестиционных решений для российской теплоэнергетики усиливаются упомянутыми выше неопределенностями по стоимости и доступности современных технологий.

3) Государственная политика по поддержке отдельных типов неуглеродной энергетики, прежде всего — АЭС и ВИЭ, на среднесрочный период в целом определена существующими государственными решениями и составом строящихся объектов. Однако дополнительные неопределенности связаны с продолжением практики ДПМ для новых ветровых и солнечных электростанций сверх объемов, предусмотренных существующими решениями до 2024 г. Помимо этого, темпы развития атомной энергетики после 2025 г. могут быть скорректированы, и хотя это не отразится на среднесрочной производственной программе, но может заметно повлиять на необходимые объемы задельных инвестиций в атомную энергетику, которые потребуются сделать уже в период до 2025 г.

4) Растущая активность потребителей по формированию нового сегмента отрасли на базе распределенной энергетики связана с их неудовлетворенностью

¹ ДПМ — договор о предоставлении мощности.

сочетанием стоимости и надежности (качества) энергоснабжения. Потенциальные масштабы развития распределенной генерации на базе когенерационных установок и возобновляемых источников достаточно велики и рассмотрены в целом ряде публикаций (см., например, [1—3]). В то же время экономически эффективные масштабы роста этого сегмента будут зависеть и от стоимости нового, высокотехнологичного оборудования, и от стоимости топлива для альтернативных установок, и от изменения правил игры как на оптовом и розничных рынках электроэнергии, так и на рынке тепла, которые влияют на инвестиционные предпочтения потребителей по сохранению прежней системы их энергоснабжения или перехода к новой модели на базе развития распределенных источников (автономно или в составе ЕЭС России).

Рассмотренные выше факторы, проявляясь в различной комбинации, будут определять производственные, инвестиционные и финансовые параметры электроэнергетики в период до 2025 г. Соответственно, для исследования адаптивных возможностей отрасли требуется изучить степень влияния каждого из них на интегральные характеристики разных вариантов ее развития. При этом, несмотря на среднесрочный горизонт анализа инвестиционных и производственных решений, для корректной оценки их эффективности при количественном моделировании балансовой ситуации в ЕЭС России необходимо рассматривать их и на более далекую перспективу с тем, чтобы учесть так называемые «эффекты последствия», обусловленные затратами в период эксплуатации, для чего горизонт расчетов увеличивается на 10—15 лет. Таким образом, анализ диапазонов изменения условий развития отрасли требуется выполнить как минимум на горизонте 2035 г.

2. Диапазоны неопределенностей в динамике внешних условий развития электроэнергетики России

Диапазоны сценариев посткризисного развития экономики страны и ее отдельных регионов, рассмотренные в [4], формируют зону неопределенности уровня *спроса на электроэнергию* в целом по стране, по ЕЭС России и отдельным ОЭС. С учетом требований по расширению прогнозного горизонта для учета «эффектов последствия» инвестиционных решений, принимаемых до 2025 г., прогнозы основных внешних факторов, включая электропотребление, были также пролонгированы до 2035 г. с учетом долгосрочной динамики макроэкономических показателей.

В зависимости от макроэкономической динамики к 2025 г. электропотребление в ЕЭС России достигнет уровня 1117—1201 млрд кВт · ч, а разброс среднегодовых темпов роста составит 0,86—1,68 %. В базовом сценарии спрос будет расти со среднегодовым темпом 1,25 % до 1156 млрд кВт · ч в 2025 г. (табл. 4.1). В последующее десятилетие темпы роста электропотребления в ЕЭС России при трех сценариях немного сблизятся (в целом за период 2016—2035 гг. диапазон среднегодовых темпов роста составит от 0,89 до 1,59 %), а общий объем спроса на электроэнергию достигнет уровня 1300—1400 млрд кВт · ч.

Таблица 4.1. Диапазон изменения спроса на электроэнергию в ЕЭС России (с учетом последствий — до 2035 г.) при разных сценариях развития экономики, млрд кВт · ч [по данным ИНЭИ РАН]

Сценарий	Отчет		Прогноз				Среднегодовой темп, %	
	2015 г.	2016 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.	2016—2025 гг.	2016—2035 гг.
Базовый			1083,7	1156,3	1225,5	1298,8	1,25	1,21
Консервативный	1008,3	1034,0	1057,8	1116,9	1174,7	1224,3	0,86	0,89
Целевой			1093,2	1201,2	1306,3	1396,0	1,68	1,59

Изменения отраслевой структуры спроса на электроэнергию сопровождаются различной динамикой его роста по территории страны. Как показано в табл. 4.2, в базовом сценарии при среднегодовом темпе роста спроса по ЕЭС в целом 1,25 % в период до 2025 г. более быстрыми темпами (1,5 %) будет расти спрос в ОЭС Северо-Запада. Наименьшие темпы роста спроса будут наблюдаться в ОЭС Урала и Сибири (1,1 и 0,9 % соответственно). В ОЭС Востока интенсивный рост спроса на электроэнергию (в среднем почти 3,5 % в год) связан, в том числе, с присоединением к ней ранее изолированной энергосистемы центральной части Якутии. В последующем десятилетии ситуация несколько изменится: лидерами по темпам роста спроса будут ОЭС Юга и ОЭС Средней Волги, а в ОЭС Северо-Запада ожидается замедление динамики электропотребления.

Разница темпов роста спроса по отдельным ОЭС повлияет (хоть и в незначительной мере) на его территориальную структуру (табл. 4.2). С учетом относительно низких темпов роста спроса в крупнейших ОЭС Центра и Урала их совокупная доля может немного снизиться: с 48,0 до 47,7 % в 2025 г. В восточной части страны доля ОЭС Сибири также сократится: с 20,0 % в 2016 г. до 19,5 % в 2025 г. и в результате, несмотря на значительный рост спроса в ОЭС Востока, совокупная доля восточных ОЭС в электропотреблении ЕЭС России не вырастет до 2025 г., а в дальнейшем даже будет снижаться.

Ожидается, что все основные тенденции изменения территориальной структуры спроса сохранятся и в консервативном сценарии, но с более низкими темпами роста электропотребления. При этом наиболее динамичными в период до 2025 г. также останутся ОЭС Востока, Северо-Запада и Центра, а наиболее медленный рост ожидается в ОЭС Урала и Сибири. В период 2026—2035 гг. существенно ускорится рост электропотребления в ОЭС Юга и Средней Волги. Региональные пропорции в структуре спроса при консервативном сценарии меняются в пользу европейской части ЕЭС, доля которой к 2025 г. вырастет с 76,8 до 77 % (табл. 4.2). Очень низкие темпы роста электропотребления в ОЭС Сибири приведут к существенному сокращению ее доли (почти на 1 %) к 2025 г., и даже с учетом роста доли ОЭС Востока суммарный вес восточной части страны в структуре электропотребления снизится с 23,3 % в 2016 г. до 23,0 % в 2025 г.

Среднегодовой прирост электропотребления в ЕЭС России в целевом сценарии до 2025 г. составит 1,7 %. Наиболее интенсивный рост спроса на электроэнергию, кроме ОЭС Востока, прогнозируется также в ОЭС Северо-Запада и Средней Волги. Электропотребление в ОЭС Урала и Сибири будет расти значительно медленнее, чем в среднем по ЕЭС России, но заметно опережать динамику базового сценария (см. табл. 4.2). Изменения региональной структуры спроса на электроэнергию будут также более заметными, чем в базовом сценарии. К 2025 г. вклад европейской части ЕЭС снизится с 76,8 до 76 %. Небольшое снижение доли ОЭС Сибири будет скомпенсировано ростом спроса в ОЭС Востока. В последующий период (до 2035 г.) распределение электропотребления между европейской и восточной частями ЕЭС возвратится к отчетным значениям.

В отличие от спроса на электроэнергию, **потребление централизованного тепла** в России будет расти крайне медленными темпами, особенно в период до 2025 г.,

Таблица 4.2. Структура спроса на электроэнергию в ЕЭС России
[по данным ИНЭИ РАН, отчетные данные — СО ЕЭС]

Территория	Отчет		2025 г.			2035 г.		
			Сценарий			Сценарий		
	2015 г.	2016 г.	консервативный	базовый	целевой	консервативный	базовый	целевой
ЕЭС России, всего, млрд кВт · ч	1008,3	1034,0	1116,9	1156,3	1201,2	1224,3	1298,8	1396,0
Европейская часть, всего	772,5	793,7	860,5	886,4	913,1	955,4	1005,2	1071,9
В том числе:								
ОЭС Северо-Запада	90,3	92,9	102,7	106,3	110,0	112,5	117,0	126,6
ОЭС Центра	231,8	237,3	259,2	265,9	273,4	292,7	301,8	323,1
ОЭС Средней Волги	104,2	106,3	114,8	119,0	123,4	130,2	137,7	147,5
ОЭС Юга	87,9	97,9	106,3	109,2	111,9	123,3	127,8	135,3
ОЭС Урала	258,3	259,3	277,5	286,0	294,4	296,7	320,9	339,5
ОЭС Сибири	203,4	207,2	213,3	224,9	239,3	220,7	242,2	264,1
ОЭС Востока	32,2	33,2	43,1	45,0	48,8	48,2	51,4	59,9
ЕЭС России, всего, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Европейская часть, всего	76,6	76,8	77,0	76,7	76,0	78,0	77,4	76,8
В том числе:								
ОЭС Северо-Запада	9,0	9,0	9,2	9,2	9,2	9,2	9,0	9,1
ОЭС Центра	23,0	22,9	23,2	23,0	22,8	23,9	23,2	23,1
ОЭС Средней Волги	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,6	10,6	10,6
ОЭС Юга	8,7	9,5	9,5	9,4	9,3	10,1	9,9	9,7
ОЭС Урала	25,6	25,1	24,8	24,7	24,4	24,3	24,7	24,3
ОЭС Сибири	20,2	20,0	19,1	19,5	19,9	18,0	18,6	18,9
ОЭС Востока	3,2	3,2	3,9	3,9	4,1	3,9	4,0	4,3

Таблица 4.3. Диапазон изменения потребности в централизованном тепле в целом по России до 2035 г. и суммарного объёма отпуска тепла от ТЭЦ при разных сценариях развития экономики, млн Гкал [по данным ИНЭИ РАН, отчетные данные — Росстат РФ]

Показатель	Отчет		2025 г.			2035 г.		
			Сценарий			Сценарий		
	2015 г.	2016 г.	консервативный	базовый	целевой	консервативный	базовый	целевой
Потребность в централизованном тепле	1250	1273	1278	1300	1342	1310	1350	1425
Отпуск тепла от ТЭЦ России	566	589	630	640	653	721	750	780
Отпуск тепла от ТЭЦ в ЕЭС России	538	562	604	614	627	694	724	753

когда среднегодовые темпы его роста варьируются от 0 до 0,6 %. В последующем пятилетии рост спроса на тепло лишь немного ускорится в консервативном и базовом сценариях, и в целом за период до 2035 г. его годовой темп роста составит 0,2—0,6 %, т. е. будет в 2—3 раза ниже темпов роста электропотребления (табл. 4.3).

При этом уже в среднесрочной перспективе ожидаются серьезные изменения структуры производства централизованного тепла, связанные с повышением роли электростанций, доля которых вырастет с 44 % в 2016 г. до 49—50 % в 2025 г. и 55—56 % к 2035 г. Ускоренное развитие теплофикации, как энергоэффективного способа использования органического топлива, в том числе и природного газа, приведет к росту объёма тепла, отпускаемого от электростанций, на 8—12 % к 2025 г. (при росте общего спроса на тепло максимум на 5 %), а к 2035 г. — на 23—34 % (против роста общей потребности в централизованном тепле всего на 3—12 %).

Диапазоны изменения **стоимости топлива** для электростанций определяются возможными сценариями ценовой политики на внутренних рынках газа и угля. Прогнозы изменения цен топлива сформированы на базе долгосрочных трендов, определенных в проекте Энергетической стратегии России до 2035 г., с учетом неопределенности в стоимости энергоресурсов на внешних рынках (которые в долгосрочной перспективе являются основными реперами для формирования внутренних цен), а также с корректировкой актуальных сценариев социально-экономического развития страны, включая прогноз динамики курса рубля. Сводный прогноз цен газа и угля для основных зон страны представлен в табл. 4.4. Из-за различных моделей ценообразования эти тенденции заметно разнятся как по видам топлива, так и по рассматриваемым сценариям.

В базовом и консервативном сценариях развития экономики после 2020 г. предполагается продолжение политики активного сдерживания роста цен топлива на внутреннем рынке не выше темпов инфляции, т. е. сохранения их неизменными в реальном выражении. В целевом сценарии, напротив, предусматривается возврат к политике сближения внутренних и экспортных цен газа. При постепенном при-

Таблица 4.4. Диапазоны изменения цен органического топлива для электростанций, тыс. руб. 2016 г./т у. т. [по данным ИНЭИ РАН]

Территория России	2016 г.		2025 г.		2035 г.		Отношение цен «газ/уголь»		
	газ	уголь	газ	уголь	газ	уголь	2016 г.	2025 г.	2035 г.
Центр	3,93	3,37	4,37	3,14	4,37	2,88	1,17	1,39	1,52
	4,32	3,50	5,28	3,67	7,53	3,45	1,23	1,44	2,18
Юг	4,01	4,09	4,46	3,03	4,46	2,78	0,98	1,47	1,60
	4,41	4,30	5,81	3,84	7,80	3,60	1,03	1,51	2,17
Урал	3,28	3,04	3,65	2,71	3,65	2,51	1,08	1,35	1,45
	3,61	3,18	4,13	3,22	6,01	3,05	1,14	1,28	1,97
Западная Сибирь	3,65	2,15	4,25	1,39	4,25	1,42	1,70	3,06	2,99
	4,01	2,16	4,03	1,95	5,87	1,90	1,86	2,07	3,09
Восточная Сибирь	2,10	0,82	2,73	0,79	2,73	0,75	2,56	3,46	3,64
	2,40	0,83	4,21	0,87	5,97	0,93	2,89	4,84	6,42
Дальний Восток	2,92	2,57	3,04	2,44	3,04	2,12	1,14	1,25	1,43
	3,48	2,59	4,77	2,56	7,18	2,46	1,34	1,86	2,92

ближении к формуле «нетбэк» (равновесия с экспортными ценами) и с учетом ожидаемого роста мировых цен газа это приведет к быстрому росту его внутренних цен, которые в европейской части страны уже к 2025 г. на 20—30 % превысят уровень цен 2016 г., а на Дальнем Востоке — даже на 40 %. Продолжение этой тенденции увеличит цены газа к 2035 г. на 70—80 % (в реальном выражении) в европейской части России и в Сибири, а на Дальнем Востоке они вырастут более чем в 2 раза. В результате разница уровней цен газа в европейской части ЕЭС в зависимости от ОЭС составит 15—30 % к 2025 г., а к 2035 г. она вырастет до 65—75 %. В восточных же районах страны этот диапазон будет еще выше — до 50 и 100 % к 2025 и 2035 г. соответственно.

Динамика цен угля практически на всей территории страны, кроме регионов Сибири, будет формироваться двумя составляющими: собственно стоимостью добычи и уровнем железнодорожных тарифов, индексируемых по инфляции. Цена добычи для бурого канско-ачинского угля на всем периоде прогноза и во всех сценариях будет формироваться по формуле «затраты плюс». Для кузнецкого угля, имеющего хороший экспортный потенциал, данный принцип сохраняется только на период до 2020 г., а далее, как и по газу, рассмотрен переход к ценообразованию по формуле «нетбэк» исходя из экспортных цен этого угля. В результате во всех сценариях после 2020 г. цены угля снижаются в реальном выражении относительно их отчетных уровней. При этом из-за неопределенности мировых цен угля начиная с 2025 г. диапазон роста их внутренних цен также достаточно широкий: от 20—25 % в европейской части до 40 % в Западной Сибири.

Столь разные тенденции изменения цен газа и угля, безусловно, отразятся на ключевом индикаторе, характеризующем условия межтопливной конкуренции, —

соотношении цен «газ/уголь». Как видно из табл. 4.4, уже к 2025 г. соотношение цен газа и угля вырастет до 1,3—1,4 в ОЭС Центра и Урала (против сегодняшнего 1,1—1,2), в ОЭС Юга — в 1,5 раза против сегодняшнего паритета, в ОЭС Сибири — от 2—3 раз и выше, а на Дальнем Востоке — примерно в 1,9 раза против сегодняшнего соотношения 1,2.

3. Диапазоны неопределенностей в динамике изменения внутренних факторов развития электроэнергетики России

Как было отмечено выше, одним из наиболее значимых факторов для обоснования инвестиционных и производственных решений в среднесрочной перспективе является **стоимость нового оборудования для тепловых электростанций** и возможность его массовой поставки (от российских предприятий, прямого импорта или при частичной локализации производства) для реконструкции действующих блоков.

Для задач, связанных с оптимизацией производственной структуры электроэнергетики, обычно используются так называемые укрупненные технико-экономические показатели, отражающие стоимостные и производственные характеристики типовых проектов на базе той или иной технологии. Однако при этом не учитываются специфические условия реализации проекта на конкретной площадке, которые могут потребовать, например, изменения ряда инженерных решений или дополнительных затрат на подготовку площадки или сопутствующей инфраструктуры: газопроводов, источников водоснабжения, электрических сетей и пр.

При обосновании нормативной капиталоемкости проектов, реализуемых в рамках программы ДПМ, в 2009 г. были разработаны укрупненные показатели новых электростанций на газе и угле [5]. Эти значения удельных капиталовложений (УКВ), рассчитанных применительно к импортному оборудованию, достаточно хорошо согласовывались с актуальными на тот момент данными по стоимости строительства тепловых электростанций в Европе в части крупных парогазовых и угольных энергоблоков. Это же относится и к их нормативным показателям условно-постоянных затрат, которые составляют 2,8—3,3 % УКВ для ПГУ и 2,9 % УКВ для угольных электростанций, т. е. близки к их среднемировым значениям, составляющим 3 %.

В настоящее время, несмотря на сравнительно стабильные уровни стоимости новых ТЭС в Европе и США, для российских условий необходима корректировка данных укрупненных показателей с учетом актуальных ценовых условий (включая как факторы внутренней инфляции, так и изменение валютного курса), влияющих на удорожание оборудования, строительно-монтажных работ, произошедшее в последние годы. Дополнительные возможности по актуализации данных на основе новых проектных показателей объектов нового строительства или расширения практически отсутствуют из-за завершения инвестиционной активности по программе ДПМ (пик проектных проработок пришелся на еще докризисные 2010—2013 гг.).

Для перехода от исходных укрупненных показателей к актуальным ценам в настоящее время на практике используются два метода:

– **базовый метод** предполагает корректировку исходных значений по утверждаемым Минстроем РФ индексам изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ (СМР и ПНР), проектных и изыскательских работ (ПИР), прочих работ и затрат, а также по индексам изменения сметной стоимости оборудования [6]; однако корректное применение этого метода требует данных о структуре капиталовложений в ТЭС с выделением доли затрат на оборудование, СМР, прочих затрат, а также (желательно) затрат на ПИР и ПНР;

– **приближенный метод** предполагает индексацию полной величины удельных капиталовложений по потребительской инфляции (ИПЦ); применение данного метода связано с распространением практики нормирования показателей удельных капиталовложений в сфере государственного регулирования электроэнергетического рынка, когда изменение параметров тарифной оплаты для возврата инвестиций «привязывается» к годовой инфляции.

В табл. 4.5 приведена сводная характеристика вышеперечисленных индексов и получаемых в результате индексации значений удельных капиталовложений для новых крупных ТЭС. При этом использована типовая структура капиталовложений в ПГЭС и угольные КЭС. Сравнение результатов показывает, что величина удельных капиталовложений в тепловые электростанции при использовании индексов Минстроя РФ для пересчёта в цены I кв. 2017 г. оказывается на 20 % ниже, чем при пересчёте по ИПЦ. Использование более низких (относительно инфляции) индексов роста сметной стоимости цен на оборудование применительно к проектам в теплоэнергетике в настоящее время имеет ограничения из-за высокой доли импортной продукции.

Особенностью инвестиционных проектов, реализованных в теплоэнергетике в течение последнего десятилетия, является ориентация большинства из них на импортное оборудование. Прежде всего, это относится к проектам парогазовых электростанций, где практически повсеместно применялись импортные газовые турбины, нередко — и паровые турбины, а также остальные компоненты основного и вспомогательного оборудования. Часть проектов угольных электростанций также реализована на зарубежном оборудовании. С учетом масштабного использования импортной продукции рост стоимости оборудования для новых ТЭС, очевидно, опережает приведенные в табл. 4.5 средневзвешенные индексы Минстроя РФ и определяется почти двукратным изменением валютного курса (56,4 руб/долл. в конце I кв. 2017 г. против 30,5 руб/долл. в конце 2010 г.).

Для количественной оценки влияния доли импортного оборудования на общую величину удельных капиталовложений газовых и угольных электростанций были выполнены расчёты при варьировании доли импорта от 0 до 100 % с учетом приведенной в табл. 4.5 доли оборудования в структуре капитальных затрат на ТЭС, изменения валютного курса в 1,85 раза, а также накопленной инфляции доллара (в среднем за период 2011—2016 гг. — 1,5 % в год).

Результаты показывают, что фактор импорта действительно приводит к заметному удорожанию проектов ТЭС относительно индексов Минстроя: до 10—34 %

Таблица 4.5. Укрупненные капиталовложения в строительство новых ПГУ и КЭС на угле при различных вариантах их индексации (без НДС), руб. I кв. 2017 г./кВт [по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	Единица измерения	ПГУ	КЭС на угле СК	КЭС на угле ССК
Установленная мощность	МВт	400	660	660
УКВ по Постановлению № 238	руб. 2010 г./кВт	28 770	49 175	57 855
Индекс потребительских цен (I кв. 2017 г./2010 г.)	—	1,61		
УКВ при индексации по ИПЦ	руб. 2017 г./кВт	46 400	79 310	93 300
Сводный индекс цен на продукцию (затраты, услуги) инвестиционного назначения	—	1,49		
УКВ при индексации по сводному индексу цен в строительстве	руб. 2017 г./кВт	42 940	73 400	86 350
Структура капиталовложений (оборудование/СМР/прочие)	%	60/30/10	40/50/10	
Индексы изменения стоимости оборудования	—	1,31		
Индексы изменения стоимости СМР	—	1,25		
Индексы изменения стоимости прочих работ и затрат	—	1,40		
УКВ при индексации по индексам изменения сметной стоимости Минстроя РФ	руб. 2017 г./кВт	37 390	63 330	74 500
Увеличение курса рубля (I кв. 2017 г./2010 г.)	—	1,85		
УКВ при доле импорта в стоимости оборудования:				
30 %	руб. 2017 г./кВт	41 168	67 635	79 564
50 %	руб. 2017 г./кВт	43 687	70 506	83 176
100 %	руб. 2017 г./кВт	49 984	77 682	91 383

для ПГУЭС и 7—23 % для угольных ТЭС. Важно отметить, что максимальные значения УКВ, рассчитанные с учетом стоимости импортного оборудования, оказываются сопоставимыми с оценками при индексации по инфляции.

Несмотря на то что в настоящее время государством ведется работа по стимулированию импортозамещения продукции энергетического машиностроения, как минимум на среднесрочную перспективу сохраняются риски, которые могут дополнительно увеличивать капиталоемкость проектов тепловой генерации:

- необходимость продолжения закупки импортного оборудования в среднесрочной перспективе (не менее 5—7 лет) из-за неопределенности сроков разработки отечественных аналогов импортного оборудования или локализации последнего, а также темпов выхода на серийные масштабы производства;

- неопределенность оценки рыночной стоимости нового отечественного оборудования (даже с учетом его удешевления при серийном производстве), для которого

цены импортных аналогов являются естественным (маржинальным) экономическим ориентиром.

С учетом этих факторов в среднесрочной перспективе целесообразно рассматривать достаточно широкий диапазон удельных капиталовложений в новые ТЭС, которые также служат базой для оценки капиталоемкости типовых проектов реконструкции действующих ТЭС (выделены цветом в табл. 4.5). Принимая в качестве нижней границы значения, полученные при использовании индексов Минстроя РФ, в качестве верхней границы для ПГЭС рассматриваем 100 %-ное использование импортного оборудования, а для угольных КЭС — 50 %-ное. Сводная характеристика технико-экономических показателей новых тепловых электростанций с индексацией к ценам I кв. 2017 г. представлена в табл. 4.6.

Неопределенность принятых значений капиталоемкости новых ПГЭС составляет почти 35 %, для угольных ТЭС она меньше — немногим более 10 %. Однако дополнительные неопределенности связаны со стоимостью проектов реконструкции и технического перевооружения действующих ТЭС, которые будут формировать основной поток инвестиционных решений в среднесрочной перспективе. Данные проекты, предполагающие частичную замену основного и вспомогательного оборудования, будут достаточно индивидуальны для отдельных типов оборудования и даже отдельных энергоблоков. В настоящее время их стоимость оценивается в диапазоне от 30 до 50 % нового строительства, и этот диапазон неопределенности накладывается на разброс показателей новых ТЭС.

Несмотря на то что тепловая энергетика является основой ЕЭС России, конкурентоспособность и масштабы **развития неуглеродной энергетики** (АЭС, крупных ГЭС и ВИЭ-электростанций) являются вторым по значимости фактором при исслед-

Таблица 4.6. Сводные укрупненные технико-экономические показатели новых ТЭС [по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	Единица измерения	ПГЭС	КЭС на угле СК	КЭС на угле ССК
Установленная мощность	МВт	400	660	660
УКВ (без НДС)	руб. I кв. 2017 г./кВт	$\frac{37\,390^*}{50\,000}$	$\frac{63\,330}{70\,510}$	$\frac{74\,500}{82\,950}$
Условно-постоянные затраты	% от УКВ	3,0	2,9	3,5
Год ввода в баланс	Лет	3	5	5
Удельный расход топлива	кг у. т/(кВт · ч)	0,225	0,320	0,286
Коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды	%	3,3	6,9	6,9
Срок эксплуатации	Лет	30	40	40
КИУМ	%	68—76	68—76	68—76

* В числителе — минимальное, в знаменателе — максимальное значение удельных капитальных вложений (УКВ).

довании структурных изменений в российской электроэнергетике в посткризисный период.

Изменение экономических показателей **атомных электростанций** в последующем десятилетии связано с переходом на новые, усовершенствованные типы энергоблоков. Предполагается, что на перспективу до 2025 г. типовым решением станут энергоблоки с усовершенствованным водо-водяным реактором проекта АЭС-2006 единичной мощностью 1197 МВт. В последующем десятилетии ему на смену придут энергоблоки проекта ВВЭР-ТОИ мощностью 1255 МВт (головные образцы могут появиться на рубеже 2025—2030 гг.).

Проектные данные о капиталовложениях по конкретным энергоблокам представлены в составе инвестиционной программы Концерна «Росэнергоатом», утверждаемой Минэнерго РФ. Анализ этого документа показывает, что для ближайших по времени проектов ввода АЭС в период до 2020 г. на базе энергоблоков АЭС-2006 их удельная стоимость составляет примерно 100—115 тыс. руб. 2014 г./кВт. При этом дополнительная проектная проработка нового поколения энергоблоков ВВЭР-ТОИ, освоение которых начнется уже до 2025 г., показывает возможность снижения удельных капиталовложений до уровня 90 тыс. руб. 2014 г./кВт. Этот уровень удельных капиталовложений подтверждается и публикациями специалистов атомной отрасли [7, 8]. Ввиду ограниченности числа проектов АЭС с реакторами меньшей мощности (ВВЭР-600), их удорожание относительно средней стоимости сооружения крупных энергоблоков может быть оценено условно, исходя из информации по Кольской АЭС-2 — в среднем на 15 %.

Сводные технико-экономические показатели новых типов энергоблоков АЭС с индексацией к ценам I кв. 2017 г. представлены далее в табл. 4.9.

Возобновляемая энергетика (кроме крупных ГЭС) является новым направлением национальной энергетической политики России, развитие которого начато с принятием в 2009 г. соответствующего распоряжения Правительства РФ [9]. В рамках данного документа на 15-летний период были определены:

- целевые показатели объема производства электрической энергии с использованием ВИЭ (кроме ГЭС установленной мощностью более 25 МВт);
- экономические механизмы стимулирования инвестиций в ВИЭ-электростанции через конкурсный отбор инвестиционных проектов и их гарантированную оплату с учетом доходности на инвестированный капитал (расширение механизма ДПМ, применяющегося для проектов тепловых электростанций);
- целевые показатели степени локализации на территории Российской Федерации производства основного и (или) вспомогательного генерирующего оборудования, используемого при реализации проектов строительства новых ВИЭ-электростанций.

Для оценки обоснованности ценовых заявок инвесторов была проведена работа по обоснованию нормативных значений капитальных и эксплуатационных затрат ветровых, солнечных и прочих видов электростанций на базе ВИЭ — с учетом текущей стоимости оборудования мировых поставщиков и влияния степени локализа-

ции и серийности их выпуска на стоимость поставки оборудования и пр. В результате в состав документа включены:

- базовые значения капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности ВИЭ-электростанций, дифференцированные по типам используемых энергетических ресурсов;
- предельные значения капитальных затрат, сформированные на основе базовых с индексацией на коэффициент, отражающий изменения валютных курсов к дате начала приема заявок на соответствующий конкурсный отбор;
- предельные значения постоянных эксплуатационных затрат на 1 кВт установленной мощности ВИЭ-электростанций.

В табл. 4.7 представлены актуальные значения предельных капитальных затрат для новых ветровых и солнечных электростанций (в прогнозных ценах), а также диапазоны капиталоемкости одобренных заявок от инвесторов по результатам конкурсов 2016 и 2017 гг. с вводами этих объектов до 2022 г. (в рублях и долларах на дату проведения конкурса).

Таблица 4.7. Диапазоны удельных капиталовложений в ветровые и солнечные электростанции, вводимые в России до 2024 г. (без НДС), руб/кВт

Удельные капиталовложения	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2024 г.
Ветровые электростанции						
Предельные значения по РП от 08.01.2009 г. № 1-р (с изм.)	109 670	109 561	109 451	109 342	109 232	109 014
Плановые значения по результатам конкурса 2016 г.	141 472	134 272	134 137			
<i>То же, долл/кВт (курс 56,4 руб/долл.)</i>	<i>2331</i>	<i>2212</i>	<i>2210</i>			
Плановые значения по результатам конкурса 2017 г.	126 968	123 001	$\frac{85\,599^*}{109\,099}$	$\frac{85\,599}{115\,000}$	$\frac{85\,599}{115\,000}$	
<i>То же, долл/кВт (курс 56,4 руб/долл.)</i>	<i>2251</i>	<i>2181</i>	$\frac{1518}{1934}$	$\frac{1518}{2039}$	$\frac{1518}{2039}$	
Солнечные электростанции						
Предельные значения по РП от 08.01.2009 г. № 1-р (с изм.)	107 410	105 262	103 157	101 094	99 072	95 194
Плановые значения по результатам конкурса 2017 г.			114 005	111 725	109 491	
<i>То же, долл/кВт (курс 56,4 руб/долл.)</i>			<i>2021</i>	<i>1981</i>	<i>1941</i>	

* В числителе — минимальное, в знаменателе — максимальное значение удельных капитальных вложений (УКВ).

Анализ табл. 4.7 позволяет сделать несколько выводов:

- с учетом волатильности валютного курса плановые капиталоемкости проектов ветровых электростанций, заявленных в 2016 и 2017 гг., достаточно сильно различаются в рублевом выражении, но оказываются сопоставимыми в долларовом;
- предельные капиталовложения в ветровые электростанции при существующем курсе доллара оказываются сопоставимыми с мировыми показателями (табл. 4.8), однако плановые капиталовложения по проектам ближайших лет из-за минимальной локализации и серийности производства оборудования остаются более высокими, чем предельные;
- уже к 2020 г. капиталоемкость заявленных проектов ветровых электростанций снизится до предельных значений и может быть дополнительно снижена более чем на 20 % и приближена к лучшим мировым показателям; данный диапазон значений целесообразно рассматривать далее как зону неопределенности показателя капиталоемкости ветровых электростанций при оценке их конкурентоспособности с другими типами электростанций.

Остальные технико-экономические показатели, принятые на основе общемировых характеристик, с учетом характерного для России коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) ветровых и солнечных электростанций в ЕЭС России представлены в табл. 4.9.

Результаты сравнения неуглеродных электростанций и ТЭС по удельной стоимости электроэнергии (LCOE) при данных соотношениях капиталовложений, топливных и условно-постоянных затрат показывают, что в настоящее время в ЕЭС России и атомные, и тем более ВИЭ-электростанции не являются конкурентоспособными с современными газовыми ТЭС (рис. 4.1). В долгосрочной перспективе при условии роста цен газа и удешевления новых энергоблоков равноэффективность достигается только для АЭС, а для ВИЭ-электростанций сохранится кратный, хотя и меньший разрыв в уровне LCOE.

Таблица 4.8. Характеристика удельных капиталовложений в сооружение ветровых и солнечных электростанций в Европе и США, долл/кВт

Источник информации	Ветровые электростанции		Солнечные электростанции		
	наземные	морские / шельфовые	PV — крупные	PV — мелкие	концентраторы
IEA (2015) [10]:					
Европа	1840	4600	1320	1600	5700
США	1720	5200	2220	3480	6550
IEA/NEA (2015) [11]:					
Европа	1890	5020	1580	2300	
США	1650	5190	1740	2250	
EIA (2016) — США [12]	1580	4650	2169	—	—
IRENA [13]	1560	4650	1810	—	5700

Таблица 4.9. Итоговые укрупненные технико-экономические показатели новых неуглеродных электростанций [по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	Единица измерения	АЭС-2006	ВВЭР-ТОИ	ВЭС	СЭС
Установленная мощность	МВт	2×1197	2×1255	100	100
Удельные капиталовложения (УКВ)	руб. 2017 г./кВт	119 500	105 300	$\frac{85\,600}{115\,000}$	$\frac{109\,500}{114\,000}$
Первая загрузка (для АЭС)	руб. 2017 г./кВт	3200	3171	—	—
Условно-постоянные затраты	% от УКВ	2,3	2,2	1,5	2,1
Ввод в эксплуатацию	Лет	6, 8	6, 8	3	3
Топливные затраты (для АЭС)	руб. 2017 г./кВт · ч	30	25	—	—
Коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды	%	5,5	6,5	0,3	0,3
Срок эксплуатации	Лет	50	60	25	25
КИУМ	%	85	91	23	17

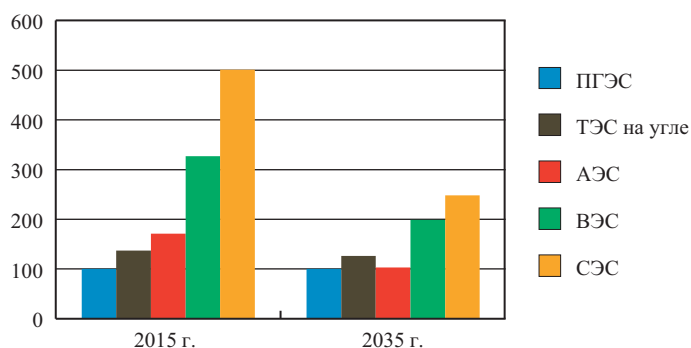


Рис. 4.1. Изменение конкурентоспособности технологий тепловой и неуглеродной энергетики (LCOE в % от LCOE ПГЭС в 2015 и 2035 гг.) [14]

С учетом показанной расчётами низкой конкурентоспособности АЭС и ВИЭ-электростанций в условиях ЕЭС России в настоящее время и в ближайшем будущем неопределенность масштабов их развития целиком определяется политическими решениями по развитию неуглеродной энергетики и соответствующими экономическими механизмами поддержки инвестиционной активности в этих секторах.

На основе сценариев, рассмотренных в рамках проекта Энергетической стратегии России до 2035 года, были определены диапазоны масштабов развития неуглеродной энергетики при реализации целевого сценария развития (табл. 4.10). При этом в период до 2025 г. наиболее интенсивный,кратно более высокий уровень ожидается именно для ВИЭ-электростанций, в то время как дополнительное раз-

Таблица 4.10. Диапазоны изменения масштабов развития неуглеродной энергетики в ЕЭС России до 2025 г. [по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	2015 г. отчет	2025 г.		Целевой, % к базовому
		Базовый и консерва- тивный сценарии	Целевой сценарий	
Установленная мощность — всего, ГВт	75,1	83,2	94,9	14
В том числе:				
ГЭС	47,9	51,1	53,2	4
ВИЭ	0,1	2,4	8,6	258
АЭС	27,1	29,7	33,1	11
Производство электроэнергии — всего, млрд кВт · ч	355,5	414,0	448,0	8
В том числе:				
ГЭС	160,2	190,1	198,6	4
ВИЭ	~0	4,6	19,1	315
АЭС	195,3	219,3	230,3	5

витие традиционных ГЭС и АЭС будет возможно в крайне ограниченных объёмах, что связано с масштабностью инвестиций и длительностью строительства данных объектов.

4. Методические подходы к выполнению пофакторной и интегральной оценки последствий изменения условий развития электроэнергетики

Рассмотренные выше факторы формируют достаточно широкую зону балансовой и экономической неопределенности при выборе производственных и инвестиционных решений в электроэнергетике в период ее посткризисного развития. Количественная оценка последствий проявления каждого из факторов для самой электроэнергетики и экономики в целом позволяет не просто ранжировать их по силе влияния, но и выстроить оптимальную стратегию адаптации электроэнергетики к изменениям факторов в тех или иных комбинациях.

Для получения такой оценки была сформирована матрица расчётных вариантов для моделирования балансовой и экономической ситуации, в которой последовательно изменяется один из факторов (при заданных граничных значениях). Качественная характеристика расчётных вариантов представлена в табл. 4.11.

В качестве базового принят вариант развития электроэнергетики, близкий к параметрам утвержденной в 2017 г. Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики (далее — Генсхема). В соответствии с этим документом в базовом

Таблица 4.11. Варианты пофакторного изменения балансовой и экономической ситуации в ЕЭС России до 2025 г.

Показатель	Вариант					
	1	2 (базовый)	3	4	5	6
Сценарий электропотребления	Консервативный	Базовый	Базовый	Базовый	Целевой	Целевой
Цена топлива	Низкая	Низкая	Высокая	Высокая	Высокая	Высокая
Динамика АЭС и ГЭС	Генсхема	Генсхема	Генсхема	Генсхема	Генсхема	Высокая
Динамика ВИЭ	Генсхема	Генсхема	Генсхема	Генсхема	Генсхема	Высокая
Распределенная когенерация	Низкая	Низкая	Низкая	Высокая	Высокая	Высокая
Стратегия обновления ТЭС	Массовая реконструкция	Массовая реконструкция	Реконструкция и замена	Реконструкция и замена	Реконструкция и замена	Реконструкция и замена
Доступность новых технологий для ТЭС	Низкая	Низкая	Высокая	Высокая	Высокая	Высокая

варианте приняты аналогичный Генсхеме чистый экспорт, параметры развития неуглеродных электростанций, а также общие масштабы обновления действующих ТЭС [15]. Однако при этом рассматривается более пессимистический вариант обновления ТЭС с фокусом на масштабную реконструкцию оборудования, достигающего предельного ресурса эксплуатации при сниженных объемах замены их новыми мощностями с использованием современных технологий. Таким образом, в базовом варианте учтены консервативные ожидания по низкой цене газа и высокой стоимости нового оборудования, которые будут сдерживать переход на новые технологии при обновлении ТЭС.

Влияние уровней внутреннего потребления электроэнергии и тепла на условия развития отрасли рассматривается как для более низкой (консервативный сценарий), так и для более высокой динамики спроса (целевой сценарий). Влияние остальных факторов рассматривается лишь в рамках одного отклонения «вниз» или «вверх»:

- влияние возможного улучшения ситуации со снижением стоимости (см. табл. 4.5) и повышением доступности современного энергетического оборудования при одновременном запуске рыночных механизмов поддержки проектов обновления ТЭС оценивается через сравнение базового варианта обновления ТЭС с вариантом, предполагающим большие масштабы замены газовой генерации на ГТУ и ПГУ с большим повышением КПД, снижением эксплуатационных затрат за счёт перехода к новым технологическим решениям;

- более технологически прогрессивный вариант обновления ТЭС рассматривается также при более высокой динамике роста цен топлива (см. табл. 4.4), что улуч-

шает конкурентоспособность инвестиционных решений по замене действующего оборудования более энергоэффективным;

- для неуглеродных типов электростанций рассмотрены большие масштабы их развития (в соответствии с данными табл. 4.10) с учетом возможного расширения механизмов их экономической поддержки, а также по результатам моделирования условий межтопливной конкуренции при высоком уровне электропотребления и высокой динамике роста цен газа;

- влияние фактора распределенной энергетики оценивается при сценарии ее более интенсивного развития за счёт целевой поддержки новых технологий (ВИЭ, накопители) у потребителей и успешного изменения регуляторного поля в тепло-снабжении, что создаст условия для более активного развития распределенной когенерации [16], как минимум — для обеспечения прироста потребности в централизованном тепле (см. табл. 4.3).

Важно отметить, что «крайними» вариантами балансовой и экономической ситуации, представленными в табл. 4.11, являются варианты развития электроэнергетики для условий консервативного и целевого сценариев развития экономики и спроса. Тем самым в рассматриваемом множестве вариантов полностью охватывается диапазон сценариев развития всей энергетики России на период до 2025 г., однако при этом более детально (в виде промежуточных вариантов) анализируется влияние отдельных факторов, особенно при переходе к целевому сценарию, который может осуществляться по различным траекториям.

В качестве инструментария для моделирования изменений балансовой и экономической ситуации в ЕЭС России может использоваться разработанный в ИНЭИ РАН комплекс оптимизационных и имитационных моделей развития электроэнергетики, реализующий трехступенчатую технологию обоснования рациональных вариантов развития отрасли, как на среднесрочный период, так и в долгосрочной перспективе (рис. 4.2) [17, 18].

Результаты, полученные в рамках отдельных модельных составляющих данного комплекса, позволяют сформировать интегральную характеристику последствий адаптации электроэнергетики к меняющимся условиям, получить оценку дополнительных материальных и финансовых ресурсов, а также ценовой нагрузки на потребителей.

В качестве возможных компонентов такой оценки изменений на среднесрочный (до 2025 г.) период могут рассматриваться:

- изменение потребности отрасли в традиционных энергетических ресурсах — органическом топливе для тепловых электростанций (годовой объём спроса 2025 г.);

- изменение потребности в капиталовложениях для обновления и строительства новых энерго мощностей (по пятилетиям и в целом за период 2016—2025 гг.);

- изменение суммарной стоимости энергоснабжения за весь период прогноза — в виде дисконтированных затрат на развитие и функционирование электроэнергетики (с учетом периода последействия — до 2035 г.);

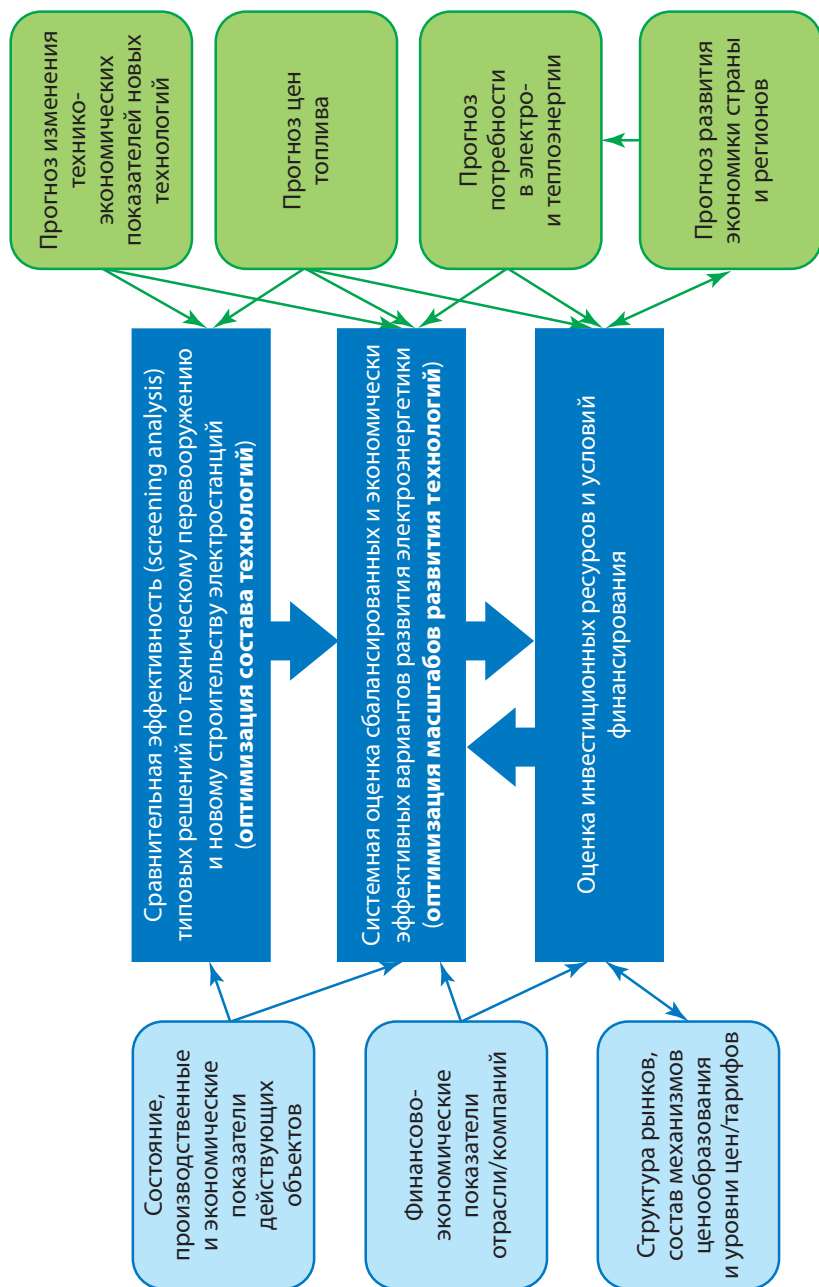


Рис. 4.2. Схема обоснования рациональных вариантов развития электроэнергетики и ее взаимосвязи с основными информационными и прогнозными блоками

- изменение годового объёма необходимой валовой выручки отрасли и ее удельного показателя — среднотпускной цены электроэнергии (на уровне 2025 г.);
- изменение вклада электроэнергетики в экономику и бюджет страны: добавленной стоимости и суммарных налогов, формируемых в отрасли.

Первые три компонента оцениваются по результатам оптимизации развития ЕЭС России в динамической модели развития электроэнергетики как части ТЭК (EPOS), два последних компонента оцениваются по результатам использования комплекса финансово-экономических моделей развития электроэнергетики страны и ее отдельных производственных сегментов (ELFIN).

Список литературы

1. **Филиппов С.П., Дильман М.Д.** Перспективы использования когенерационных установок при реконструкции котельных // Промышленная энергетика. 2014. № 4. С. 7—11.
2. **Стенников В.А.** Распределенная генерация энергии: барьеры, тенденции, прогнозы // Энергия: экономика, техника, экология. 2016. № 2. С. 2—8.
3. **Кутовой Г.П.** Распределенная генерация в структурах территориальных электросетевых комплексов — актуальный фактор повышения надежности систем электроснабжения потребителей // Энергетическая политика. 2015. № 2. С. 21—30.
4. **Малахов В.А.** Развитие экономики России в посткризисный период // Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики: сб. / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
5. **Правила** определения цены на мощность, продаваемую по договорам о предоставлении мощности. Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 13.04.2010 № 238.
6. **Письмо** Минстроя РФ от 20.03.2017 № 8802-ХМ/09.
7. **ВВЭР-ТОИ:** водо-водяной реактор 3.0 // Атомный эксперт. 2013. № 1—2. С. 22—29.
8. **Сравнение** технико-экономических показателей различных вариантов реализации ЯТЦ реакторов АЭС / Е.О. Адамов, В.И. Рачков, Д.А. Толстоухов, С.А. Панов // Изв. РАН. Энергетика. 2016. № 4. С. 25—36.
9. **Распоряжение** Правительства РФ «Об утверждении Основных направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года» от 08.01.2009 № 1-р.
10. **WEO-2016** Power Generation Assumptions. OECD/IEA, 2016. URL: <http://www.worldenergyoutlook.org/weomodel/investmentcosts/> (дата обращения 28.05.2018).
11. **Projected Costs of Generating Electricity.** OECD/IEA, 2015.
12. **EIA.** Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2017. Jan. 2015. URL: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf (дата обращения 28.05.2018).
13. **IRENA.** The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025. June 2016. ISBN 978-92-95111-97-4 URL: www.irena.org/publications (дата обращения 28.05.2018).

14. **Стратегические** перспективы электроэнергетики России / А.А. Макаров, Ф.В. Веселов, А.С. Макарова, Т.В. Новикова, Т.Г. Панкрушина // Теплоэнергетика. 2017. № 11. С. 40—52.
15. **Комплексная** оценка эффективных масштабов обновления тепловых электростанций при обосновании рациональной структуры генерирующих мощностей на перспективу до 2035 г. / Ф.В. Веселов, И.В. Ерохина, А.С. Макарова, А.А. Хоршев // Теплоэнергетика. 2017. № 3. С. 5—14.
16. **Распределенная** энергетика в России: оценка потенциала / А. Хохлов, Ю. Мельников, Ф. Веселов, Д. Холкин, К. Дацко. М.: ЭЦ МШУ Сколково, 2018. URL: <https://energy.skolkovo.ru/ru/senec/research/new-technologies/> (дата обращения 28.05.2018).
17. **Методы** и инструментарий прогнозирования развития электроэнергетики / Ф.В. Веселов, Е.А. Волкова, А.Е. Курилов, А.С. Макарова, А.А. Хоршев // Изв. РАН. Энергетика. 2010. № 4. С. 82—94.
18. **Веселов Ф.В., Соляник А.И.** Финансово-экономические модели как инструмент согласования приоритетов общественной и коммерческой эффективности в задачах управления развитием электроэнергетики // Системные исследования в энергетике: методология и результаты: сб. / под ред. А.А. Макарова и Н. И. Воропая. М.: ИНЭИ РАН, 2018.

5. КОРРЕКТИРОВКА ПАРАМЕТРОВ СРЕДНЕСРОЧНОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ С УЧЕТОМ ИЗМЕНИВШИХСЯ УСЛОВИЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБНОВЛЕНИЯ ТЭС

Макарова А.С., канд. экон. наук;
Хоршев А.А., канд. экон. наук; Ерохина И.В.

1. Введение. Оценка изменений балансовых требований к среднесрочному развитию электроэнергетики

Одним из ключевых отраслевых документов, включенных в национальную систему стратегического планирования, является Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики (далее Генсхема). Количественная разработка ее параметров на перспективу до 2035 г. была проведена в конце 2015 — начале 2016 г., а окончательное утверждение документа произошло летом 2017 г. [1]. Таким образом, разработка Генсхемы пришлось на период экономического кризиса — время наибольших неопределенностей дальнейшей динамики развития отрасли. Как и любой стратегический документ, Генеральная схема должна иметь механизм регулярного мониторинга с тем, чтобы своевременно оценить риски отклонений исходных прогнозов из-за меняющейся балансовой и экономической ситуации и предложить меры по адаптации отрасли к этим изменениям, исходя из условий общественной эффективности производственных и инвестиционных решений.

Поскольку система мониторинга Генсхемы еще не выстроена в качестве самостоятельного инструмента управления развитием электроэнергетики со стороны государства, подобные исследования представляют собой важную научно-практическую задачу. Для ее решения требуются многовариантные экономико-энергетические расчёты, позволяющие на основе экономико-математического модельного инструментария оценить возможные и обосновать необходимые изменения масштабов и структуры генерирующих мощностей, объёмов производства электроэнергии и потребления топлива, масштабов использования приоритетных решений по обновлению и вводу новых мощностей. В данной работе, как и при разработке Генсхемы, в качестве основного инструмента для выполнения подобных расчётов использовалась динамическая оптимизационная модель развития электроэнергетики как части энергетического комплекса EPOS [2, 3]. Использование единого модельного инструментария в задачах мониторинга (несмотря на имеющиеся альтернативы, например [4]) позволяет исключить дополнительные «искажения» за счёт различий в математической постановке оптимизационной задачи и ее практическом воплощении в системе ограничений и критериев, уровне агрегирования и достоверности используемой информации.

Наиболее очевидными факторами, определяющими изменение ранее принятых производственных и инвестиционных решений, являются балансовые требования

со стороны потребителей к электроэнергетике, которые характеризуются годовыми объемами спроса на электроэнергию и потребностью в генерирующей мощности. Как было показано в [5], прогнозируемые изменения сценариев посткризисного развития экономики страны [6] определяют изменения в динамике роста электропотребления в период до 2025 г. Сравнение скорректированного прогноза спроса на электроэнергию по ЕЭС России и ее основным энергозонам с параметрами базового варианта Генсхемы приведено в табл. 5.1. Из их сопоставления видно, что на уровне 2025 г. скорректированный прогноз электропотребления по ЕЭС России выше на 1,3 % по сравнению с базовым вариантом Генсхемы.

Оценка скорректированной потребности в генерирующей мощности (табл. 5.1) выполнена в соответствии с действующей нормативно-методической базой [7] и учитывает прогнозируемый максимум нагрузки, нормативный резерв мощности, сальдо экспорта-импорта мощности и технологических ограничений на использование установленной мощности электростанций всех типов в период максимума нагрузки зимнего рабочего дня. Сравнение показывает, что корректировки, сделанные с учетом изменения фактической динамики спроса на электроэнергию в послед-

Таблица 5.1. Скорректированные прогнозы спроса на электроэнергию, потребности в генерирующей мощности и тепловой энергии в сравнении с базовым вариантом Генеральной схемы

Показатель	2015 г., отчет	2016 г., отчет	Скорректированный прогноз ИНЭИ РАН (базовый сценарий)		Генсхема (базовый вариант)	
			2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.
Электропотребление, млрд кВт · ч:						
ЕЭС России, всего	1008	1034	1082	1156	1062	1141
В том числе:						
БЕЭС	773	794	831	886	803	855
ОЭС Сибири	204	207	213	225	214	228
ОЭС Востока	32	33	38	45	45	58
Потребность в генерирующей мощности, млн кВт:						
ЕЭС России, всего	204	205	216	227	212	225
В том числе:						
БЕЭС	154	154	160	168	154	164
ОЭС Сибири	43	43	47	48	46	48
ОЭС Востока	7	8	9	11	12	13
Централизованное потребление тепловой энергии в России, всего, млн Гкал	1250	1273	1278	1300	1250	1250

Примечание. Здесь и далее во всех таблицах данные за 2015 г. представлены без учета Крыма, начиная с 2016 г. — с учетом Крыма, а далее — включая Центральный и Западный энергорайоны энергосистемы Республики Саха (Якутия).

ние 2 года, а также меняющихся ожиданий по темпам посткризисного восстановления экономики, приводят к 2025 г. в этом варианте к очень небольшому росту потребности в генерирующей мощности (всего на 0,9 %) по сравнению с базовым вариантом Генсхемы.

Сравнение прогнозов потребности в централизованно производимом тепле (см. табл. 5.1) также свидетельствует об их небольшом различии на уровне 2025 г. — в скорректированном варианте она на 2,2 % выше, чем в базовом варианте Генсхемы. В условиях относительно медленного роста спроса на электроэнергию и потребности в генерирующих мощностях главным направлением корректировки параметров Генсхемы в период до 2025 г. являются объём и структура инвестиционных решений по обновлению мощности действующих ТЭС. Основными факторами, влияющими на корректировку объёмов и структуры инвестиционных решений по обновлению мощности действующих ТЭС, являются переоценка показателей технического состояния этих электростанций и изменение экономических условий, определяющих конкурентоспособность разных способов обновления действующих и развития новых ТЭС.

2. Потенциальные масштабы инвестиционных решений по обновлению действующих тепловых электростанций

А. Характеристика технического состояния действующих ТЭС

Тепловые электростанции составляют основу производственного потенциала электроэнергетики России. В настоящее время на них приходится 2/3 суммарной установленной мощности ЕЭС России (табл. 5.2), причем в ОЭС Центра и Урала эта доля выше средней по ЕЭС (68 %), а наименьшая (но тоже выше 50 %) — в ОЭС Юга, Средней Волги и Сибири.

Одной из особенностей российской теплоэнергетики является большой удельный вес электростанций с комбинированным производством электроэнергии и тепла (ТЭЦ) в суммарной установленной мощности ТЭС. Другой особенностью является то, что 2/3 мощностей ТЭС — это электростанции, использующие природный газ (иногда с добавлением в небольших объёмах мазута), и только треть мощностей ТЭС использует каменный или бурый уголь¹. Следующей особенностью является преобладание в составе действующих тепловых электростанций морально устаревшего паросилового оборудования. В результате, например, средний КПД конденсационных газомазутных энергоблоков в настоящее время составляет всего 40,2 % против 55—60 % на серийно выпускаемых и массово внедряемых в мире парогазовых энергоблоках.

Моральный износ оборудования действующих ТЭС дополняется и его физическим износом. Как показано в табл. 5.3, средний возраст турбинного оборудования ТЭС превысил 30 лет и лишь в последние годы стабилизировался в связи с резким увеличением инвестиционной активности в рамках договоров о предоставлении мощности

¹ Точнее — спроектированы под его использование, но нередко также частично сжигают природный газ и мазут.

Таблица 5.2. Установленная мощность электростанций в ЕЭС России в 2016 г., млн кВт
[по данным СО ЕЭС]

Электростанции	ЕЭС	В том числе ОЭС							
		ЕЕЭС	В том числе					Сибири	Востока
			Северо-Запада	Центра	Юга	Средней Волги	Урала		
Всего	237,4	176,2	23,6	52,9	21,6	27,0	51,1	52,0	9,2
В том числе:									
АЭС	28,0	28,0	5,8	13,6	3,0	4,1	1,5		0,0
ГЭС	47,8	19,2	2,9	1,8	5,8	6,9	1,8	25,3	3,3
ВИЭ	0,9	0,9	0,1	0,0	0,7		0,1	0,0	
ТЭС, всего	160,7	128,1	14,8	37,5	12,1	16,0	47,7	26,7	5,9
В том числе:									
ТЭЦ, всего	88,0	67,9	10,6	21,4	5,5	13,2	17,2	16,7	3,4
Из них:									
газотепловые	56,5	55,4	8,2	16,0	5,5	12,4	13,3	0,7	0,4
угольные	31,5	12,5	2,4	5,4		0,8	3,9	16,0	3,0
КЭС, всего	72,7	60,2	4,2	16,1	6,6	2,8	30,5	10,0	2,5
Из них:									
газотепловые	49,0	48,4	4,2	12,4	4,5	2,8	24,5	0,6	0,0
угольные	23,7	11,8	0,0	3,7	2,1		6,0	9,4	2,5

Таблица 5.3. Средний возраст основного оборудования на тепловых электростанциях ЕЭС России, лет [по данным ИНЭИ РАН]

Тепловые электростанции	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ТЭС, всего	32	32	32	32	32	31	31
В том числе:							
ТЭЦ, всего	31	31	31	31	31	31	31
Из них:							
ТЭЦ (газ + мазут)	29	28	28	28	27	28	27
ТЭЦ (уголь)	35	36	36	37	37	37	38
КЭС, всего	32	33	33	33	33	33	33
Из них:							
КЭС (газ + мазут)	32	31	31	31	30	31	32
КЭС (уголь)	34	35	36	37	37	35	33

(ДПМ). Поскольку основную часть этих вводов составила газовая генерация, в последние 5—7 лет в большей степени снижался средний возраст КЭС и ТЭЦ на газе.

Однако относительно сроков принятия инвестиционных решений средний возраст является лишь индикативным показателем, так как он не учитывает интенсив-

ность использования оборудования в течение каждого года¹, а также текущие проводимые мероприятия по модернизации оборудования. Для оценки технического состояния оборудования обычно используют интегральные ресурсные показатели: парковый и назначенный (индивидуальный) ресурс. В соответствии с одним из последних документов в сфере отраслевой технической политики (Концепции технической политики РАО «ЕЭС России», разработанной еще в 2005 г.) **парковый ресурс** определяется как «наработка однотипных по конструкции, маркам стали и условиям эксплуатации элементов теплоэнергетического оборудования, которая обеспечивает их безаварийную работу. В зависимости от параметров пара парковый ресурс не превышает 100 тыс. ч для энергоблоков 500—1200 МВт с давлением 24 МПа и достигает 270 тыс. ч для энергоблоков 50 МВт и ниже с давлением 9 МПа и менее [8].

Назначенный ресурс определяется (назначается) индивидуально по каждому энергоблоку исходя из оценки его состояния после достижения паркового ресурса, и определяется как «суммарная наработка, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния». Исходя из этих определений именно срок достижения (выработки) назначенного ресурса оборудования является естественным моментом для принятия инвестиционных решений о его демонтаже, реконструкции или техническом перевооружении с заменой более прогрессивным типом оборудования.

Разность между показателями назначенного ресурса и фактической наработки, отнесенная к среднему отчетному (или ожидаемому) годовому числу часов использования установленной мощности энергоблока, позволяет оценить остающийся срок его эксплуатации. С учетом неопределенности индивидуальных значений назначенного ресурса, а также растущей неравномерности режимов использования энергоблоков в работе вариантно оценено снижение мощности действующих ТЭС, еще не требующей инвестиционных решений, исходя из продолжения ее эксплуатации на протяжении от 5 до 20 лет после достижения паркового ресурса оборудования (табл. 5.4). При этом до 2020 г. динамика снижения мощности действующих ТЭС соответствует параметрам Схемы и программы развития ЕЭС России на 2017—2023 гг. [9].

Даже при допущении о продолжении эксплуатации действующих ТЭС в течение 20 лет сверх паркового ресурса, в целом по ЕЭС России уже к 2025 г. около 66 млн кВт (более 40 % их объема в 2015 г.) могут потребовать обновления или вывода из эксплуатации. В наибольшей степени необходимость инвестиционных решений затронет конденсационные блоки: для газомазутных КЭС их объем составит 27,8 млн кВт, или 58 % от 2015 г., для угольных КЭС — 11 млн кВт, или 55 %. Наиболее критическая ситуация с масштабами обновления ТЭС складывается в ОЭС Урала, Центра и Средней Волги.

Для обновления действующих тепловых станций в настоящее время рассматриваются два типа инвестиционных решений:

– **реконструкция действующего паротурбинного оборудования**, предполагающая частичную замену наиболее критических узлов основного оборудования (части турбины высокого и среднего давления, паропроводы и пр.), в ряде слу-

¹ Число часов работы, количество пусков и остановов и пр.

Таблица 5.4. Динамика установленной мощности действующих ТЭС в ЕЭС России при разных сроках продления их эксплуатации сверх паркового ресурса, млн кВт [по данным ИНЭИ РАН]

Тепловые электростанции	2015 г.	2016 г.	2020 г.	2025 г.		2025 к 2015 г., %	
				+20 лет	+5 лет	+20 лет	+5 лет
ЕЭС России, всего	160,3	157,9	153,8	94,2	83,0	58,9	51,8
В том числе:							
ТЭЦ, всего	87,6	86,2	83,8	60,3	51,3	68,7	58,6
Из них:							
газотепловые	56,2	54,8	53,6	37,5	32,4	66,6	57,7
угольные	31,4	31,4	30,2	22,8	18,9	72,6	60,2
КЭС, всего	72,7	71,7	70,0	33,9	31,7	47,1	43,6
Из них:							
газотепловые	48,2	48,9	48,3	20,4	19,4	42,3	40,2
угольные	24,5	22,8	21,7	13,5	12,3	55,5	50,1

чаев — с небольшим изменением мощности турбины. В зависимости от масштабов реконструкции существующие технико-экономические показатели ТЭС остаются прежними или немного улучшаются. Капиталоемкость проектов реконструкции для каждого энергоблока, как правило, индивидуальна. Исходя из экспертных оценок в исследовании рассмотрен достаточно широкий диапазон капитальных затрат при реконструкции паротурбинных блоков, составляющий 30—50 % стоимости новой электростанции соответствующего типа и вида топлива;

– **полная замена паротурбинного оборудования**, предполагающая демонтаж старого паросилового оборудования и установку на газовых КЭС современных парогазовых установок (ПГУ) с существенным снижением удельного расхода топлива, на газовых ТЭЦ — не только ПГУ, но и ГТУ, на угольных ТЭС — более современных паротурбинных энергоблоков с соответствующими параметрами пара. В ряде случаев замена на аналогичное паротурбинное оборудование рассматривается и для газотепловых ТЭС. С учетом частичного использования существующей инфраструктуры ТЭС стоимость такой замены принята на уровне 85—90 % стоимости строительства аналогичного энергоблока на новой площадке.

Б. Влияние экономических (стоимостных) неопределенностей на структуру инвестиционных решений по обновлению действующих ТЭС

При разработке параметров Генсхемы и, соответственно, при их корректировке в рамках мониторинга конкурентоспособность разных стратегий обновления ТЭС оценивается исходя из требований общественной эффективности типовых инвестиционных решений [10] с учетом широкого спектра неопределенностей, включая:

а) ценовую политику на внутренних рынках топлива, прежде всего — природного газа, где диапазон неопределенности варьируется [5] от постоянной цены

в реальном выражении (вариант роста цены «по инфляции») до ускоренного роста в варианте сближения внутрироссийских и экспортных цен (в реальном выражении к 2025 г. рост в 1,2—1,3 раза и в 1,7—1,8 раза к 2035 г.); помимо этого, в расчётах рассмотрен и промежуточный вариант роста цен газа на 2 % выше инфляции в течение всего периода;

б) доступность и стоимость современного газотурбинного оборудования (прежде всего локализованного или полностью отечественного), влияющие на размер удельных капиталовложений (УКВ) в проекты нового строительства и технического перевооружения тепловых электростанций в период 2020—2025 гг. и в последующие годы; уточнение диапазонов УКВ в новые станции, выполненное с учетом волатильности валютного курса и инфляции цен на оборудование, строительно-монтажные и прочие работы, а также с учетом разной доли импортного оборудования [5], показывает, что для новых парогазовых энергоблоков диапазон неопределенности составляет около 35 %, для угольных энергоблоков — чуть менее 25 %;

в) объём удельных капиталовложений в мероприятия по реконструкции действующего оборудования ТЭС на базе традиционных технологий с гарантированным продлением срока эксплуатации на 15—20 лет; как было отмечено выше, диапазон стоимостных оценок в настоящее время варьируется от 30 до 50 % стоимости строительства аналогичного энергоблока на новой площадке; стоимость проектов комплексной замены оборудования на существующей площадке оценена на уровне 85—90 % нового строительства.

Сводная характеристика рассмотренных сочетаний исходных экономических условий, принятых в модельных расчётах, приведена в табл. 5.5.

В табл. 5.6 приведены соответствующие этим вариантам параметры структуры генерирующих мощностей ТЭС в целом по ЕЭС России с выделением КЭС и ТЭЦ, полученные в результате оптимизационных расчётов на модели EPOS при базо-

Таблица 5.5. Сводная характеристика рассмотренных при оптимизации вариантов структуры инвестиционных решений по действующим ТЭС в зависимости от сочетания цен топлива и стоимости нового строительства

Показатель	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6
Рост цены газа	Инфляция + 2 %	Инфляция + 2 %	По инфляции	Net-back	По инфляции	Net-back
Рост цены угля	По инфляции	По инфляции	По инфляции	По инфляции	По инфляции	По инфляции
Стоимость реконструкции	50 %	30 %	50 %	50 %	50 %	50 %
Доступность новых технологий для ТЭС	Высокая	Высокая	Высокая	Высокая	Низкая	Низкая
(УКВ новых и заменяемых ТЭС)	(низкие)	(низкие)	(низкие)	(низкие)	(высокие)	(высокие)

Таблица 5.6. Оптимальная структура установленной мощности КЭС и ТЭЦ в ЕЭС России в 2020 и 2025 гг. при варьировании цен газа и удельных капиталовложений в обновление и новое строительство тепловых электростанций, млн кВт [по данным ИНЭИ РАН]

Тепловые электростанции	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3		Вариант 4		Вариант 5		Вариант 6	
	2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.
Всего	163	141	163	142	163	141	162	141	162	142	162	142
В том числе:												
ТЭЦ, всего	88	80	88	79	88	79	89	81	88	75	89	76
В том числе:												
справочно — демонтаж		-24		-20		-22		-24		-18		-18
действующие	84	51	84	51	84	51	84	51	84	51	84	51
реконструкция		8		12		10		9		15		14
замена		13		8		10		13		2		3
новые	4	8	4	8	4	7	5	8	4	7	5	8
КЭС, всего	75	61	75	63	75	63	74	61	74	66	74	65
В том числе:												
справочно — демонтаж		-25		-18		-26		-26		-11		-11
действующие	70	32	70	32	70	32	70	32	70	32	70	32
реконструкция		13		21		12		12		28		27
замена		6		2		5		6				1
новые	5	11	5	8	5	14	4	11	4	7	4	6

Примечание. Здесь и далее в таблицах объёмы демонтажа и соответствующие им действующие мощности определены при допущении о продолжении эксплуатации оборудования ТЭС в течение 5 лет сверх паркового ресурса.

вом уровне электропотребления (см. табл. 5.1). При этом в составе ТЭС выделены несколько составляющих:

- мощность остающихся в эксплуатации действующих ТЭС¹;
- реконструируемая мощность ТЭС;
- заменяемая мощность ТЭС;

– новая мощность ТЭС, вводимая с учетом растущей балансовой потребности, в ряде случаев — для замещения выбывающей действующей мощности, обновление которой менее эффективно, чем новое строительство в том же или в другом, более дефицитном, энергорайоне.

Анализ вариантов 1 и 2 показывает, что изменение относительной стоимости реконструкции действующего оборудования на ТЭС в диапазоне 30—50 % стоимости нового объекта критически отражается на эффективных объемах реконструкции и замены устаревшего оборудования на действующих ТЭС. Этот эффект проявляется при обновлении как конденсационных, так и теплофикационных энергоблоков (табл. 5.6). Однако в большей мере капиталоемкость реконструкции влияет на структуру инвестиционных решений в газовой генерации (табл. 5.7).

Моделирование ситуации в вариантах 3—6 (см. табл. 5.6) позволяет оценить изменение конкурентоспособности решений по реконструкции и замене мощности действующих ТЭС при варьировании цен топлива и стоимости нового оборудования, в том числе и как базы для оценки УКВ решений по обновлению действующих ТЭС.

Анализ полученных результатов показывает, что более значимым фактором, влияющим на масштабы обновления действующих ТЭС в среднесрочной перспективе, является объем удельных капиталовложений в новые ТЭС, который, в свою очередь, определяется условиями доступности новых технологий и возможностями по снижению стоимости нового оборудования. Независимо от уровня цен газа в период до 2025 г. снижение УКВ новых ТЭС до нижней границы принятого диапазона приводит к кратному изменению масштабов реконструкции в пользу замены и нового строительства как на КЭС, так и на ТЭЦ.

Сравнение структуры инвестиционных решений для вариантов с низкой капиталоемкостью новых мощностей (варианты 1, 3 и 4) и с высокой стоимостью новых вводов (варианты 5 и 6) показывает:

– на КЭС объемы замены к 2025 г. увеличиваются на 5—6 млн кВт, при этом на 5—7 млн кВт возрастают и объемы новых КЭС, также замещающих выводимые из эксплуатации действующие мощности;

– на ТЭЦ проявляется аналогичная тенденция: объемы замены к 2025 г. увеличиваются на 8—10 млн кВт практически при неизменных объемах нового строительства (исходя из балансовых условий по росту потребности в централизованном тепле от ТЭЦ);

¹ Для оптимизации была принята максимально широкая область инвестиционных решений исходя из условия продления срока эксплуатации сверх паркового ресурса всего на 5 лет — в соответствии с табл. 5.4.

Таблица 5.7. Оптимальная структура установленной мощности газомазутных и угольных ТЭС в ЕЭС России в 2020 и 2025 гг. при варьировании цен газа и удельных капиталовложений в обновление и новое строительство тепловых электростанций, млн кВт [по данным ИНЭИ РАН]

Тепловые электростанции	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3		Вариант 4		Вариант 5		Вариант 6	
	2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.
Всего	163	141	163	142	163	141	162	141	162	142	162	142
Из них:												
ТЭС (газ + мазут), всего	110	104	110	102	110	107	109	103	109	104	109	101
В том числе:												
справочно — демонтаж		-34		-24		-30		-34		-13		-16
– действующие и реконструкция	102	68	102	78	102	72	102	67	102	88	102	86
В том числе:												
действующие	102	52	102	52	102	52	102	52	102	52	102	52
реконструкция		16		26		20		16		37		34
замена		19		10		15		19		2		4
– новые	8	17	8	15	8	20	8	17	7	13	8	12
ТЭС (твердое топливо), всего	53	38	53	40	53	35	53	38	53	38	53	40
справочно — демонтаж		-16		-14		-18		-15		-15		-13
– действующие и реконструкция	52	36	52	38	52	34	52	37	52	37	52	39
В том числе:												
действующие	52	31	52	31	52	31	52	31	52	31	52	31
реконструкция		5		7		2		5		6		7
– новые	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	2

– в вариантах с низкими УКВ заметно больше объёмы демонтажа мощности действующих КЭС (на 14—15 млн кВт) и ТЭЦ (на 4—6 млн кВт), прежде всего за счёт мощностей, выводимых из эксплуатации под замену прогрессивным оборудованием на тех же или новых площадках; однако в вариантах с высокими УКВ в 2025 г. дополнительно сохраняется в консервации некоторый избыточный объём мощностей, которые можно эффективно реконструировать за пределами рассматриваемого периода (в районе 2030 г.);

– влияние роста цен газа, объективно повышающего конкурентоспособность проектов замены паросилового оборудования или замещения действующих мощностей новыми объектами, крайне слабо проявляется в условиях высоких УКВ новых ТЭС (см. варианты 5 и 6 в табл. 5.6), однако при удешевлении нового строительства (варианты 1 и 4) более высокие цены топлива позволяют заметно увеличить объёмы технически прогрессивных инвестиционных решений, прежде всего на ТЭЦ, при соответствующем снижении объёмов реконструкции и увеличении объёмов демонтажа действующей мощности.

В целом, можно отметить, что вариантные оптимизационные расчёты показали заметную «чувствительность» масштабов и типов инвестиционных решений для действующих ТЭС в условиях неопределённости цен топлива и удельных капиталовложений в новые ТЭС. Поскольку волатильность экономических условий для обновления ТЭС в наибольшей степени присуща газомазутным ТЭС, именно для них по результатам модельных расчётов выявлены наиболее широкие зоны неопределённости инвестиционных решений (рис. 5.1, а). При этом параметры Генсхемы практически не выходят за пределы указанных зон неопределённости, хотя и находятся вблизи их границ. Для угольных ТЭС, напротив, диапазоны неопределённости объёмов для разных типов инвестиционных решений довольно небольшие (рис. 5.1, б), однако полученные значения сильно отличаются от объёмов демонтажа и реконструкции угольных ТЭС, принятых в Генсхеме, прежде всего — в части угольных ТЭЦ.

Более подробно изменения в составе инвестиционных решений для газомазутных и угольных ТЭС представлены в табл. 5.7. Ее анализ показывает, что на газомазутных ТЭС при низких УКВ новых электростанций (варианты 1—4) резко возрастают масштабы замены оборудования (с 10 до 19 млн кВт), а также увеличиваются вводы новых мощностей (с 15 до 20 млн кВт), замещающих неэффективные действующие ТЭС, выводимые также в больших объёмах.

На угольных ТЭС в вариантах с более высокой стоимостью газовой генерации (варианты 5 и 6) создаются условия для частичного замещения действующих газомазутных ТЭС, что приводит к небольшому росту объёмов новой мощности угольных электростанций и общей установленной мощности угольных ТЭС. Однако дополнительные возможности роста доли угольной генерации создаются только для конденсационных блоков. Проведенные расчёты показали, что реконструкция угольных ТЭЦ (при ее стоимости 50 % нового строительства) оказывается неэффективной при любых сочетаниях цен топлива и стоимости новых ТЭС по сравнению с переводом этих ТЭЦ в режим теплоснабжающего источника и компенсацией недостающего

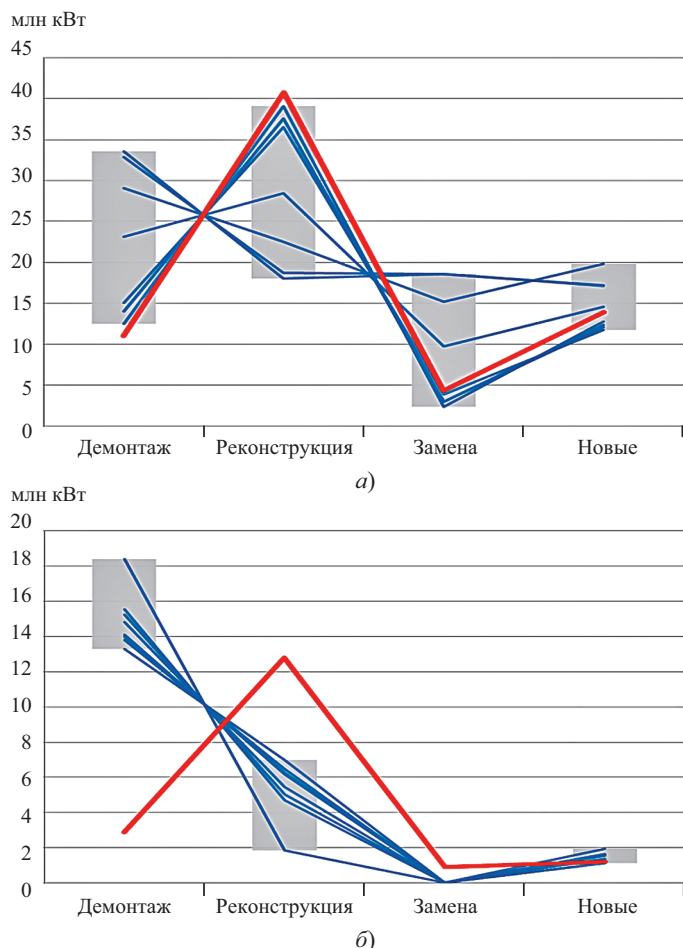


Рис. 5.1. Результаты оптимизации масштабов обновления действующих газомазутных (а) и угольных (б) ТЭС (красная линия — объёмы, принятые в Генсхеме) [по данным ИНЭИ РАН]

отпуска электроэнергии от КЭС. Это означает экономическую целесообразность демонтажа всего электрогенерирующего оборудования действующих угольных ТЭЦ после достижения ими назначенного ресурса.

На основе совокупности результатов многовариантных оптимизационных расчётов был сформирован рекомендуемый вариант вывода из эксплуатации и обновления действующих тепловых электростанций в ЕЭС России при базовом сценарии электропотребления (табл. 5.8). В отличие от параметров Генсхемы, этот вариант предполагает меньшие объёмы вывода из эксплуатации неэффективных действующих ТЭС в период 2021—2025 гг. Общий объём рекомендуемых объёмов демонтажа действующих ТЭС в этот период составит около 16 млн кВт, из них основная часть (11 млн кВт) приходится на ТЭЦ без дальнейшего восстановления их электрической мощности в процессе реконструкции.

Таблица 5.8. Динамика установленной мощности ТЭС в ЕЭС России с учетом рекомендуемых инвестиционных решений для условий базового сценария развития электроэнергетики, млн кВт [по данным ИНЭИ РАН]

Тепловые электростанции	2015 г., отчетные данные	2016 г., отчетные данные	2017 г., ожидаемые значения	2020 г.	2025 г.
Всего	160	161	163	163	151
ТЭЦ, всего	87	88	89	88	81
Из них:					
ТЭЦ (газ + мазут), всего	56	56	58	58	57
В том числе:					
<i>справочно — демонтаж</i>					–4
– действующие и реконструкция	56	55	54	54	49
Из них:					
действующие	56	55	54	54	32
реконструкция					17
замена					1
– новые		2	3	4	7
ТЭЦ (твердое топливо), всего	32	31	31	30	24
В том числе:					
<i>справочно — демонтаж</i>					–7
– действующие и реконструкция	32	31	31	30	24
Из них:					
действующие	32	31	31	30	19
реконструкция					5
– новые			0	0	0
КЭС, всего	73	73	75	75	70
Из них:					
КЭС (газ + мазут), всего	48	49	51	52	49
В том числе:					
<i>справочно — демонтаж + консервация</i>					–3
– действующие и реконструкция	48	49	49	48	45
Из них:					
действующие	48	49	49	48	19
реконструкция					26
замена					
– новые		0	2	4	4
КЭС (твердое топливо), всего	24	24	24	23	21
В том числе:					
<i>справочно — демонтаж</i>					–1
– действующие и реконструкция	24	23	23	22	20
Из них:					
действующие	24	23	23	22	12
реконструкция					8
– новые		1	1	1	1

Примечание. Демонтаж показан за период 2021—2025 гг.

В соответствии с полученными выводами и с учетом наиболее вероятной стратегии по сдерживанию роста цен газа не выше инфляции при сохранении ограниченной доступности и высокой стоимости современного газотурбинного оборудования до 2025 г. предполагается корректировка структуры решений Генсхемы по обновлению тепловых электростанций в пользу их реконструкции со снижением объемов замены и нового строительства ТЭС. При этом объёмы замены устаревшего оборудования прогрессивным на действующих ТЭС в 2021—2025 гг. окажутся крайне незначительными — всего 1 млн кВт до 2025 г., и эти решения целиком относятся к ТЭЦ.

Помимо проектов реконструкции и замены оборудования на действующих электростанциях, в рекомендуемом варианте предполагается ввод около 13 млн кВт новых мощностей на ТЭС. Однако основная часть этих вводов приходится на уже реализуемые инвестиционные проекты, завершаемые в период до 2020 г. Общий объём дополнительного ввода новых мощностей в 2021—2025 гг. составит лишь 3 млн кВт, и все они приходятся на газовые ТЭЦ.

Если, несмотря на рост спроса на электроэнергию, отсутствие прироста новой мощности КЭС после 2020 г. определяется общей избыточностью баланса мощности в ЕЭС России, то ограниченные объёмы дополнительных вводов мощности ТЭЦ в период до 2025 г. определяются умеренным ростом потребности в централизованном тепле (см. табл. 5.1). Выполненные оптимизационные модельные расчёты показали, что масштабы дальнейшего развития крупных ТЭЦ (на базе установок мощностью более 25 МВт) весьма ограничены и даже при благоприятных для них условиях они не превысят 7 млн кВт на уровне 2025 г. При этом дальнейшее развитие угольной теплофикации оказывается неэффективным ни при каких условиях не только в европейской части ЕЭС, но даже в традиционных для нее восточных районах страны, а обеспечение дополнительной потребности в тепле этих районов может быть реализовано за счёт развития котельных на угле, а при возможности газификации — за счёт ТЭЦ и котельных на газе.

Эти же исследования подтвердили дополнительные возможности расширения зоны теплофикации за счёт активного развития так называемой «распределенной когенерации» (на базе установок мощностью менее 25 МВт). Одним из возможных путей применения таких когенерационных установок является их сооружение в городских населенных пунктах с численностью населения менее 100 тыс. человек. Выполненные оптимизационные расчёты показали, что при использовании «распределенной когенерации» для обеспечения приростов тепловой нагрузки в таких населенных пунктах в перспективе до 2025 г. экономически оправдано сооружение около 2—3 млн кВт таких установок, причем преимущественно на территории европейской части ЕЭС.

Таким образом, рекомендуемый вариант изменения мощностей действующих ТЭС в условиях низких цен топлива, сдержанного роста спроса и наличия ограничений по доступности новых технологий будет практически полностью ориентирован на сохранение в рабочем состоянии существующего производственного потенциала тепловой энергетики при отсутствии массового внедрения новых прогрессивных технологий. В результате, несмотря на завершение до 2020 г. ряда проектов ТЭС, использующих передовые технологии, из-за масштабной реконструкции дейстующих

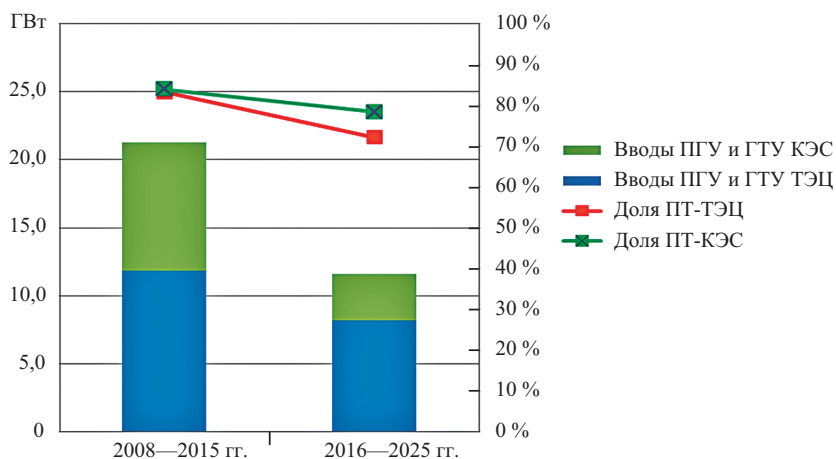


Рис. 5.2. Интенсивность вводов мощности на технологически прогрессивном оборудовании и их влияние на долю паросилового оборудования ТЭС [по данным ИНЭИ РАН]

щих КЭС и ТЭС в течение всего рассматриваемого периода сохранится превалирующая роль паротурбинного оборудования, хотя его доля в их суммарной установленной мощности будет медленно снижаться (рис. 5.2).

3. Характеристика базового сценария развития ЕЭС России до 2025 г.

На основе представленной выше рекомендуемой динамики мощности действующих и новых ТЭС и с учетом предложений Генсхемы по остальным типам электростанций был сформирован скорректированный вариант динамики их установленной мощности в целом для ЕЭС России и входящих в ее состав трех территориальных зон при базовом сценарии электропотребления (табл. 5.9). Завершение начатых проектов в тепловой, атомной, гидро- и возобновляемой энергетике в период до 2020 г. приведет к увеличению суммарной установленной мощности электростанций в ЕЭС России на 5 %, однако к 2025 г. ее значение вернется на отчетный уровень 2015 г. за счёт снижения мощности действующих ТЭС. Данная тенденция характерна и для ЕЕЭС и ОЭС Сибири, и только в ОЭС Востока на протяжении всего периода продолжится рост установленной мощности.

Неравномерная динамика мощности отдельных типов электростанций отразится на изменениях структуры установленной мощности в ЕЭС России. За счёт более масштабного роста нетопливных источников доля ТЭС будет непрерывно снижаться, особенно быстро после 2020 г. — до 64,3 % в 2025 г. В наибольшей мере сокращение доли ТЭС прогнозируется в ЕЕЭС и ОЭС Востока. Вместе с тем заметно изменится и соотношение между мощностью ТЭС на разных видах топлива. В целом по ЕЭС России снижение на 4,7 % доли мощности электростанций на твердом топливе компенсируется ростом доли нетопливных электростанций (на 3,5 %) и ТЭС на газомас-

зутном топливе (на 1,2 %). При этом в период до 2025 г. изменится и соотношение между мощностью ТЭЦ и КЭС: сокращение доли ТЭЦ относительно 2015 г. будет более заметным (на 2,4 %), чем доли КЭС (только на 1,2 %).

Таблица 5.9. Динамика и структура установленной мощности электростанций
ЕЭС России [по данным ИНЭИ РАН]

Электростанции	Установленная мощность, млн кВт				Структура, %			
	ЕЭС	ЕЕЭС	Сибирь	Восток	ЕЭС	ЕЕЭС	Сибирь	Восток
2016 г.								
Мощность, всего	237	176	52	9	100,0	100,0	100,0	100,0
В том числе:								
ГЭС, включая ГАЭС	47	19	25	3	19,8	10,8	48,1	33,3
ВИЭ	1	1	0		0,4	0,6	0,0	
АЭС	28	28			11,9	15,9	0,0	
ТЭС, всего	161	128	27	6	67,9	72,8	51,9	66,7
В том числе:								
ТЭЦ, всего	88	68	17	3	37,1	38,7	32,7	33,4
Из них:								
на газомазутном топливе	56	55	1	0	23,6	31,3	1,9	0,0
на твердом топливе	32	13	16	3	13,5	7,4	30,8	33,4
КЭС, всего	73	60	10	3	30,8	34,1	19,2	33,3
Из них:								
на газомазутном топливе	49	48	1	0	20,7	27,3	1,9	0,0
на твердом топливе	24	12	9	3	10,1	6,8	17,3	33,3
2020 г.								
Мощность, всего	247	183	52	12	100,0	100,0	100,0	100,0
В том числе:								
ГЭС, включая ГАЭС	51	21	25	5	20,6	11,5	48,1	41,7
ВИЭ	2	2	0		0,8	1,1	0,0	
АЭС	31	31			12,6	16,9		
ТЭС, всего	163	129	27	7	66,0	70,5	51,9	58,3
В том числе:								
ТЭЦ, всего	89	68	17	4	36,0	37,2	32,7	33,3
Из них:								
на газомазутном топливе	58	56	1	1	23,4	30,6	1,9	8,3
на твердом топливе	31	12	16	3	12,6	6,6	30,8	25,0
КЭС, всего	74	61	10	3	30,0	33,3	19,2	25,0
Из них:								
на газомазутном топливе	52	50	1	1	21,1	27,3	1,9	8,3
на твердом топливе	22	11	9	2	8,9	6,0	17,3	16,7

Окончание табл. 5.9

Электростанции	Установленная мощность, млн кВт				Структура, %			
	ЕЭС	ЕЕЭС	Сибирь	Восток	ЕЭС	ЕЕЭС	Сибирь	Восток
2025 г.								
Мощность, всего	234	173	49	12	100,0	100,0	100,0	100,0
В том числе:								
ГЭС, включая ГАЭС	51	21	25	5	21,7	12,1	51,0	41,7
ВИЭ	2	2	0		0,9	1,2	0,0	
АЭС	30	30			12,8	17,3		
ТЭС, всего	151	120	24	7	64,6	69,4	49,0	58,3
В том числе:								
ТЭЦ, всего	81	63	14	4	34,7	36,4	28,6	33,3
Из них:								
на газомазутном топливе	57	54	2	1	24,4	31,2	4,1	8,3
на твердом топливе	24	9	12	3	10,3	5,2	24,5	25,0
КЭС, всего	70	57	10	3	29,9	33,0	20,4	25,0
Из них:								
на газомазутном топливе	49	47	1	1	20,9	27,2	2,0	8,3
на твердом топливе	21	10	9	2	9,0	5,8	18,4	16,7

Примечание. Здесь и в табл. 5.11 в состав ГЭС включены действующие малые ГЭС на уровне 2015 г., а ТЭЦ на твердом топливе включают БиоТЭЦ.

Следует отметить, что рост установленной мощности электростанций будет более медленным, чем рост балансовой потребности в мощности, которая к 2025 г. увеличится почти на 11 %. Это позволит кратно снизить существующие избытки мощности в ЕЭС России и ее энергозонах. Как видно из рис. 5.3, основная часть избытков генерирующих мощностей ЕЭС России сосредоточена в ЕЕЭС, где они составляли в 2016 г. более 22 млн кВт, и лишь отчасти — в ОЭС Сибири (около 9 млн кВт).

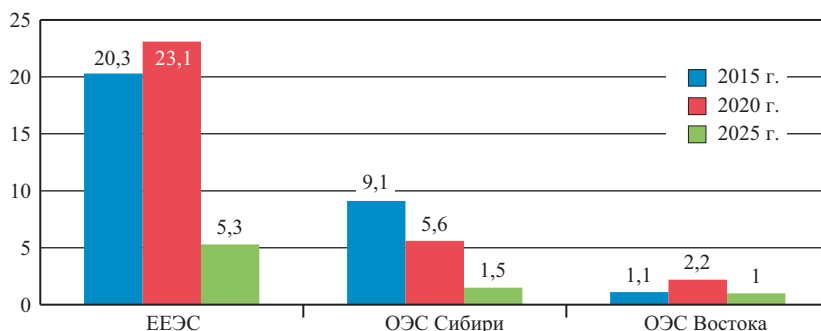


Рис. 5.3. Динамика снижения избытков генерирующих мощностей в энергозонах ЕЭС России, млн кВт

К 2025 г. общий избыток мощности в ЕЭС России и в ее европейской части может быть сокращен в 4 раза, в ОЭС Сибири — в 6 раз, в ОЭС Востока — в 2 раза. При этом главным резервом сокращения избытков мощности в ближайшие годы станет отработавшее свой ресурс паротурбинное оборудование действующих ТЭЦ и КЭС на твердом топливе и лишь отчасти — действующих ТЭЦ на газе.

Соответствующие сформированной выше рекомендуемой структуре генерирующих мощностей ЕЭС России вводы мощностей всех типов электростанций (не включая решения по реконструкции ТЭС) приведены в табл. 5.10. Переориентация инвестиционной активности при обновлении ТЭС на реконструкцию существующих энергоблоков с учетом умеренной динамики роста спроса на электроэнергию в период 2021—2025 гг. позволит более чем вдвое снизить объем вновь вводимой мощности (включая замену) по сравнению с текущим пятилетием 2015—2020 гг., причем в этих вводах вообще отсутствуют ТЭС на твердом топливе. В целом по ЕЭС России объемы вводов мощности не только на ТЭС, но и на ГЭС, и на АЭС в период 2021—2025 гг. будут заметно ниже, чем в предыдущем пятилетии.

Для оценки тепловой экономичности ТЭС и последующего расчёта их потребности в разных видах топлива исключительно важны прогнозируемые динамика и структура производства электроэнергии на ТЭС. В табл. 5.11 приведены рекомендуемые при базовом сценарии динамика и структура производства электроэнергии

*Таблица 5.10. Вводы мощности в ЕЭС России до 2025 г. (по пятилеткам)
в сравнении с отчетными значениями, млн кВт*

Электростанции	2011—2015 гг.	2016—2020 гг.	2021—2025 гг.
ЕЭС России, всего	26,6	18,8	8,0
В том числе:			
ГЭС (включая ГАЭС)	4,0	1,7	0,4
ВИЭ (включая МГЭС)	0,1	2,0	—
АЭС	2,1	5,8	3,7
ТЭС, всего	20,4	9,3	3,9
В том числе:			
ТЭЦ, всего	10,8	4,7	3,9
Из них:			
на угле (включая БиоТЭЦ)	1,5	0,1	—
на газомазутном топливе	9,3	4,6	3,9
в том числе ПГУ и ГТУ	9,0	4,3	3,9
КЭС, всего	9,6	4,6	—
Из них:			
на угле (включая БиоТЭЦ)	1,5	1,0	—
на газомазутном топливе	8,1	3,6	—
в том числе ПГУ и ГТУ	8,0	3,4	—

Таблица 5.11. Динамика и структура производства электроэнергии в ЕЭС России
[по данным ИНЭИ РАН]

Электростанции	Динамика производства электроэнергии, млрд кВт · ч				Структура производства электроэнергии, %			
	ЕЭС	ЕЕЭС	Сибирь	Восток	ЕЭС	ЕЕЭС	Сибирь	Восток
2016 г.								
Производство, всего	1052	808	207	37	100,0	100,0	100,0	100,0
В том числе:								
ГЭС, включая ГАЭС	178	65	100	13	16,9	8,0	48,3	35,1
ВИЭ	1	1	0		0,1	0,1	0,0	
АЭС	196	196			18,6	24,3		
ТЭС, всего	677	546	107	24	64,4	67,6	51,7	64,9
В том числе:								
ТЭЦ, всего	373	290	69	14	35,5	36,0	33,3	37,9
Из них:								
на газомазутном топливе	237	233	2	2	22,6	28,9	1,0	5,4
на твердом топливе	136	57	67	12	12,9	7,1	32,3	32,5
КЭС, всего	304	256	38	10	28,9	31,6	18,4	27,0
Из них:								
на газомазутном топливе	214	212	2	0	20,3	26,2	1,0	0,0
на твердом топливе	90	44	36	10	8,6	5,4	17,4	27,0
2020 г.								
Производство, всего	1093	838	213	42	100,0	100,0	100,0	100,0
В том числе:								
ГЭС, включая ГАЭС	188	64	107	17	17,2	7,6	50,2	40,5
ВИЭ	4	4	0		0,4	0,5	0,0	
АЭС	206	206			18,8	24,6		
ТЭС, всего	695	564	106	25	63,6	67,3	49,8	59,5
В том числе:								
ТЭЦ, всего	376	297	66	13	34,4	35,5	31,1	30,9
Из них:								
на газомазутном топливе	251	246	3	2	23,0	29,4	1,4	4,8
на твердом топливе	125	51	63	11	11,4	6,1	29,6	26,2
КЭС, всего	319	267	40	12	29,2	31,8	18,7	28,6
Из них:								
на газомазутном топливе	228	224	2	2	20,9	26,7	0,9	4,8
на твердом топливе	91	43	38	10	8,3	5,1	17,8	23,8

Окончание табл. 5.11

Электростанции	Динамика производства электроэнергии, млрд кВт · ч				Структура производства электроэнергии, %			
	ЕЭС	ЕЕЭС	Сибирь	Восток	ЕЭС	ЕЕЭС	Сибирь	Восток
2025 г.								
Производство, всего	1166	892	225	49	100,0	100,0	100,0	100,0
В том числе:								
ГЭС, включая ГАЭС	190	64	107	19	16,3	7,2	47,6	38,8
ВИЭ	5	4	0		0,4	0,6	0,0	
АЭС	219	219			18,8	24,6		
ТЭС, всего	752	604	118	30	64,5	67,6	52,4	61,2
В том числе:								
ТЭЦ, всего	370	290	63	17	31,7	32,5	27,9	34,6
Из них:								
на газомазутном топливе	263	249	8	6	22,6	27,9	3,6	12,2
на твердом топливе	107	41	55	11	9,1	4,6	24,3	22,4
КЭС, всего	382	314	55	13	32,8	35,1	24,5	26,6
Из них:								
на газомазутном топливе	262	259	2	1	22,5	28,9	0,9	2,0
на твердом топливе	120	55	53	12	10,3	6,2	23,6	24,6

всеми типами электростанций ЕЭС России и входящих в ее состав трех энергозон. В период до 2025 г. рост объемов производства электроэнергии будет неравномерным: в целом по ЕЭС России в 2016—2020 гг. он составит всего 3,9 %, а в следующем пятилетии — дополнительно 6,7 %. При этом даже с учетом роста установленной мощности ТЭС производство электроэнергии ими в ближайшие годы увеличится всего на 2,8 %. А уже в период 2020—2025 гг., несмотря на снижение установленной мощности ТЭС, производство электроэнергии ими увеличится еще на 8,2 %, опережая тем самым общий рост производства. Аналогичные тенденции характерны для всех трех энергозон ЕЭС.

Более интенсивное вовлечение нетопливных источников в баланс электроэнергии ЕЭС России в период до 2020 г. позволит увеличить их долю почти на 1 %. Однако в последующие годы опережающий рост производства электроэнергии на тепловых электростанциях приведет к обратной тенденции, и к 2025 г. доля нетопливных электростанций в суммарном производстве электроэнергии ЕЭС возвратится на отчетный уровень. Это означает, что при базовом сценарии в среднесрочный период не удастся сформировать устойчивую тенденцию значимого увеличения доли нетопливных электростанций в структуре производства электроэнергии, которая предусматривается проектом Энергетической стратегии России до 2035 г. [11]. В структуре производства электроэнергии тепловыми электростанциями в период

до 2025 г. довольно сильно меняются соотношения между снижающимся вкладом ТЭЦ и растущей долей КЭС (табл. 5.11), а также между сокращающейся долей станций на твердом топливе при росте доли ТЭС на газомазутном топливе.

Изменения в объемах и структуре производства электроэнергии на ТЭС меняют структуру топливного баланса электростанций, причем особенно существенные сдвиги характерны для КЭС и ТЭЦ, использующих твердое топливо. При сохранении установленной мощности на отчетном уровне, КЭС на твердом топливе увеличивают объем производства электроэнергии в целом по ЕЭС России к 2025 г. более чем на 25 %. В то же время производство электроэнергии на ТЭЦ, использующих твердое топливо, к 2025 г. сократится более чем на 20 % при снижении их мощности только на 7 %. Соответствующая этой динамике и структуре производства электроэнергии на ТЭС при базовом сценарии потребность в органическом топливе разных видов и ее структура приведены в табл. 5.12.

Таблица 5.12. Динамика и структура потребности в топливе ТЭС [по данным ИНЭИ РАН]

Топливо	Потребность в топливе, млн т у. т.				Структура потребности в топливе, %			
	ЕЭС	ЕЕЭС	Сибирь	Восток	ЕЭС	ЕЕЭС	Сибирь	Восток
2016 г.								
Всего	280	219	50	11	100,0	100,0	100,0	100,0
В том числе:								
газ	195	187	4	4	69,6	85,7	7,5	31,3
мазут	4	3	0	0	1,3	1,5	0,5	0,5
уголь	69	18	44	7	24,9	8,3	88,4	68,0
прочие виды топлива	12	10	2	0	4,2	4,5	3,6	0,2
2020 г.								
Всего	285	223	50	12	100,0	100,0	100,0	100,0
В том числе:								
газ	201	193	4	4	70,5	86,5	8,0	33,3
мазут	1	1	0	0	0,4	0,5	0,0	0,0
уголь	71	19	44	8	24,9	8,5	88,0	66,7
прочие виды топлива	12	10	2	0	4,2	4,5	4,0	0,0
2025 г.								
Всего	307	239	55	13	100,0	100,0	100,0	100,0
В том числе:								
газ	217	206	6	5	70,7	86,2	10,9	38,5
мазут	1	1	0	0	0,3	0,4	0,9	0,0
уголь	77	22	47	8	25,1	9,2	85,5	61,5
прочие виды топлива	12	10	2	0	3,9	4,2	3,6	0,0

Примечание. Прочие виды топлива включают биотопливо.

Анализ динамики суммарной потребности ТЭС в топливе при базовом сценарии свидетельствует о том, что при ее росте к 2025 г. на 9,6 % относительно 2016 г. в целом по ЕЭС России темпы роста потребности ТЭС в газе оказываются немного выше — 11 %. Эта тенденция в наибольшей степени проявляется в ОЭС Сибири и Востока, где потребление газа увеличивается соответственно на 50 и 67 % против общего роста расхода топлива на 10 и 18 %. В соответствии с этим и структура топливопотребления ТЭС в целом по ЕЭС России изменяется в течение рассматриваемого периода в неблагоприятном направлении — с продолжением роста доли газа (от 69,6 % в 2015 г. до 70,5 % в 2025 г.) при практически постоянной доле угля (около 25 %). Таким образом, при реализации рассмотренного выше базового сценария развития электроэнергетики в посткризисный период (до 2025 г.) не удастся обеспечить устойчивую реализацию еще одного приоритета по диверсификации топливопотребления ТЭС, сформулированного в проекте Энергетической стратегии России до 2035 г.

4. Оценка масштабов корректировки параметров Генсхемы

Проведенная корректировка параметров производственной и инвестиционной программы действующей Генсхемы показывает, что при сравнительно небольшом отклонении балансовых условий к 2025 г. по потребности в электроэнергии (1,3 %) и мощности (0,9 %) прогнозируемое изменение экономических условий для принятия инвестиционных решений существенно влияет на структуру установленной мощности, производства электроэнергии и потребления топлива (табл. 5.13).

Результаты оптимизационных расчётов показали, что с учетом высокой вероятности сохранения низких цен газа и ограничения по доступности и цене современного оборудования в период 2021—2025 гг. при базовом сценарии рекомендуется существенное изменение структуры решений по обновлению тепловых электростанций с увеличением доли реконструкции действующих мощностей и снижением объёмов замены и нового строительства ТЭС примерно на 35 %. При этом скорректированный сценарий развития ЕЭС России на уровне 2025 г. становится более сбалансированным (избыток баланса мощности ниже на 50 %).

Изменения общего объёма производства электроэнергии коррелируют с отклонениями уровней электропотребления, и они относительно невелики (1,3 %). Однако изменения в структуре производства электроэнергии по сравнению с Генсхемой более заметны. Прежде всего, это относится к увеличению объёма производства на КЭС (на 9,5 %) и снижению на ТЭЦ (–3,5 %) при увеличении общего производства ТЭС на 2,3 %. Ухудшение показателей энергоэффективности при рекомендуемом способе обновления ТЭС и изменение структуры производства электроэнергии тепловыми электростанциями отражаются на увеличении их суммарного расхода топлива (на 3 %), в том числе расхода природного газа и угля — примерно на 2,8 %.

В целом, проведенные исследования показали, что относительно балансовой ситуации корректировка параметров Генсхемы в изменившихся условиях посткри-

Таблица 5.13. Корректировка параметров развития ЕЭС России на 2025 г. относительно базового варианта Генсхемы [по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	Мощность, млн кВт		Изменение, %
	Вариант Генсхемы	Скорректированный вариант	
Потребность в мощности, всего	224,7	226,8	0,9
Избыток мощности	15,2	7,8	–48,7
Установленная мощность, всего	240	234,6	–2,2
В том числе:			
ГЭС и ВИЭ	53,5	53,6	0,2
АЭС	29,7	29,7	0,0
ТЭС, всего	157	151,3	–3,6
Из них:			
не достигшие предельного ресурса	83	83	0,0
реконструкция	53,6	55	2,6
замена	5,2	1,4	–73,1
новые	15,2	11,9	–21,7
Вывод ТЭС из эксплуатации (2021—2025 гг.)	18	16	–112
Потребление электроэнергии	1141	1156	1,3
Производство электроэнергии, всего	1151	1166	1,3
В том числе:			
ГЭС и ВИЭ	194	195	0,5
АЭС	223	219	–1,8
ТЭС, всего	735	752	2,3
Из них:			
КЭС	338	370	9,5
ТЭЦ	396	382	–3,5
Расход топлива, всего	298	307	3,0
В том числе:			
газа	211	217	2,8
угля	75	77	2,7

зисного развития страны довольно незначительна: отклонения по объемам спроса и предложения мощности и электроэнергии не превышают 1—2 %. Гораздо более сильные отклонения выявлены в составе и стоимости инвестиционных решений, а также в объемах потребления и ценах газа и угля. Таким образом, при небольшом изменении общих объемов отраслевой производственной и инвестиционной программы заметно меняются ее ключевые затратные характеристики, такие как капитальные и топливные затраты. Оценка последствий таких изменений (прежде всего, в части структуры инвестиционных ресурсов и уровня цен электроэнергии)

является отдельной задачей, решаемой в рамках мониторинга реализации Ген-схемы и обоснования изменений состава существующих механизмов ценообразо-вания [12, 13].

Список литературы

1. **Генеральная** схема размещения объектов электроэнергетики России до 2035 года. Утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2017 г. 1209-р.
2. **SCANNER:** модельно-информационный комплекс / под ред. А.А. Макарова. М.: ИНЭИ РАН, 2011. URL: https://www.eriras.ru/files/skaner_light.pdf (дата обращения 28.05.2018).
3. **Методы** и инструментарий прогнозирования развития электроэнергетики / Ф.В. Веселов, Е.А. Волкова, А.Е. Курилов, А.С. Макарова, А.А. Хоршев // Изв. РАН. Энергетика. 2010. № 4. С. 82—94.
4. **Интегральные** модели для разработки стратегии технического перевооружения генерирующих мощностей / В.В. Труфанов, А.С. Апарцин, Е.В. Маркова, И.В. Сидлер // Электричество. 2017. № 3. С. 4—11.
5. **Веселов Ф.В., Новикова Т.В., Панкрушина Т.Г.** Особенности формирования и оценки вариантов посткризисного развития электроэнергетики в условиях неопределенности балансовых, ценовых и технологических факторов // Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики: сб. / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
6. **Малахов В.А.** Развитие экономики России в посткризисный период // Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики: сб. / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
7. **Методические** рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118-2003. Утв. приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281.
8. **Постановление** Госгортехнадзора РФ от 18.06.2003 № 94 «Об утверждении Типовой инструкции по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций».
9. **Приказ** Минэнерго России от 01.03.2017 № 143 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017—2023 гг.». URL: <https://minenergo.gov.ru/node/8170> (дата обращения: 28.05.2018).
10. **Комплексная** оценка эффективных масштабов обновления тепловых электростанций при обосновании рациональной структуры генерирующих мощностей на перспективу до 2035 г. / Ф.В. Веселов, И.В. Ерохина, А.С. Макарова, А.А. Хоршев // Теплоэнергетика. 2017. № 3. С. 5—14.
11. **Энергетическая** стратегия Российской Федерации на период до 2035 г. (ред. от 01.02.2017). URL: <http://minenergo.gov.ru/node/1920> (дата обращения 21.05.2018).
12. **Веселов Ф.В., Соляник А.И.** Многоуровневый подход к финансово-экономической оценке параметров ценовой политики государства в электроэнергетике и долгосрочных последствий принимаемых решений // Изв. РАН. Энергетика. 2016. № 4. С. 36—47.
13. **Веселов Ф.В., Соляник А.И.** О механизмах реализации стратегии обновления теплоэнергетики // Энергорынок. 2017. № 3. С. 15—22.

6. ОЦЕНКА МАСШТАБОВ И ЗАТРАТ ПРИ АДАПТАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ К ИЗМЕНЕНИЮ БАЛАНСОВОЙ И ЦЕНОВОЙ СИТУАЦИИ В ПЕРИОД ДО 2025 ГОДА

Макарова А.С., канд. экон. наук;
Хоршев А.А., канд. экон. наук; Урванцева Л.В.

1. Масштабы изменения структуры генерирующей мощности в ЕЭС России в период до 2025 г.

Неопределенности посткризисного развития электроэнергетики в среднесрочной перспективе (до 2025 г.) делают особенно важной оценку масштабов и стоимости адаптации долгосрочных сценариев развития электроэнергетики России [1] к изменению балансовой и ценовой ситуации под влиянием таких разнородных факторов, как темпы роста электропотребления, цен топлива и оборудования. Не менее значимыми являются и возможные изменения экономических механизмов (конкурентных или тарифных) для поддержки инвестиционного процесса, которые будут определять динамику роста атомной и возобновляемой энергетики, глубину технологического обновления тепловых электростанций, а также темпы роста нового сегмента отрасли — распределенной энергетики (в первую очередь, когенерации) у потребителей. Ожидаемые диапазоны варьирования перечисленных факторов подробно изложены в [2].

Количественная оценка влияния каждого из факторов на производственные и экономические характеристики электроэнергетики, величины сопутствующих затрат на адаптацию принимаемых инвестиционных и операционных решений к изменению балансовых требований и ценовых условий выполнена с использованием оптимизационной модели EPOS [3, 4], применяемой для обоснования перспективной структуры генерирующих мощностей при разработке документов стратегического планирования развития страны. При этом были промоделированы различные варианты изменения условий развития отрасли, отличающиеся друг от друга дополнительным действием одного из факторов (табл. 6.1).

В заданных границах изменения спроса на электроэнергию область оптимизации инвестиционных решений в модели была ограничена прежде всего масштабами и типами инвестиционных решений по обновлению действующих и строительству новых ТЭС, тогда как масштабы развития ВИЭ, ГЭС и АЭС задавались для большинства вариантов (кроме варианта Ц) в соответствии с принятой в 2017 г. Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики (далее — Генсхема).

На основе модельных расчётов по каждому из этих вариантов была определена оптимальная структура генерирующих мощностей и производства электроэнергии электростанциями всех типов в целом по ЕЭС России с выделением трех основных территориальных зон (ЕЕЭС, включающей все ОЭС европейской части страны, ОЭС Сибири и Востока).

В табл. 6.2 для каждого из рассмотренных вариантов укрупненно¹ представлена оптимальная структура установленной мощности электростанций всех типов в целом по ЕЭС России на уровне 2025 г., а на рис. 6.1 при всех вариантах показана более детальная структура мощности ТЭС с учетом их состояния.

Таблица 6.1. Состав вариантов при моделировании изменений балансовой и ценовой ситуации в ЕЭС России в период до 2025 г.

Показатель	Вариант					
	К	Б (базовый)	Б2	Б4	Б3	Ц
Уровень электропотребления	Консервативный	Базовый	Базовый	Базовый	Целевой	Целевой
Цена топлива	Низкая	Низкая	Высокая	Высокая	Высокая	Высокая
Динамика АЭС и ГЭС	Генсхема	Генсхема	Генсхема	Генсхема	Генсхема	Высокая
Динамика ВИЭ	Генсхема	Генсхема	Генсхема	Генсхема	Генсхема	Высокая
Распределенная когенерация	Низкая	Низкая	Низкая	Высокая	Высокая	Высокая
Стратегия обновления ТЭС	Массовая реконструкция	Массовая реконструкция	Реконструкция и замена	Реконструкция и замена	Реконструкция и замена	Реконструкция и замена
Доступность новых технологий для ТЭС	Низкая	Низкая	Высокая	Высокая	Высокая	Высокая

Таблица 6.2. Оптимальная структура установленной мощности электростанций ЕЭС России при различных вариантах балансовой ситуации в 2025 г. [по данным ИНЭИ РАН]

Структура установленной мощности	2015 г. (отчетные данные)	2020 г. (ожидаемые значения)	2025 г.					
			вариант					
			К	Б	Б2	Б4	Б3	Ц
Всего, млн кВт	235	247	220	226	226	226	235	240
В том числе:								
ВИЭ	0	2	3	3	3	3	3	9
ГЭС	48	51	51	51	51	51	51	53
АЭС	27	31	31	31	31	31	31	32
ТЭС, всего	160	163	135	141	141	141	150	146
Из них:								
ТЭЦ, всего	87	89	74	75	82	84	87	86
В том числе:								
газотепловые	55	58	55	56	63	65	68	67
угольные	32	31	19	19	19	19	19	19
КЭС, всего	73	74	61	67	59	57	63	60
В том числе:								
газотепловые	49	51	45	47	39	37	41	38
угольные	24	23	16	19	20	20	22	22

¹ То есть без деления мощности тепловых электростанций по их состоянию на действующие, реконструируемые, заменяемые, новые.

Окончание табл. 6.2

Структура установленной мощности	2015 г. (отчетные данные)	2020 г. (ожидаемые значения)	2025 г.					
			вариант					
			К	Б	Б2	Б4	Б3	Ц
Всего, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
В том числе:								
ВИЭ	0	0,8	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	3,8
ГЭС	20,4	20,6	23,2	22,6	22,6	22,6	21,7	22,1
АЭС	11,5	12,6	14,1	13,7	13,7	13,7	13,2	13,3
ТЭС, всего	68,1	66,0	61,4	62,4	62,4	62,4	63,8	60,8
Из них:								
ТЭЦ, всего	37,0	36,0	33,6	33,2	36,3	37,2	37,0	35,8
В том числе:								
газотепловые	23,4	23,5	25,0	24,8	27,9	28,8	28,9	27,9
угольные	13,6	12,6	8,6	8,4	8,4	8,4	8,1	7,9
КЭС, всего	31,1	30,0	27,7	29,2	26,1	25,2	26,8	25,0
В том числе:								
газотепловые	20,9	20,6	20,5	20,8	17,3	16,4	17,4	15,8
угольные	10,2	9,3	7,3	8,4	8,8	8,8	9,4	9,2

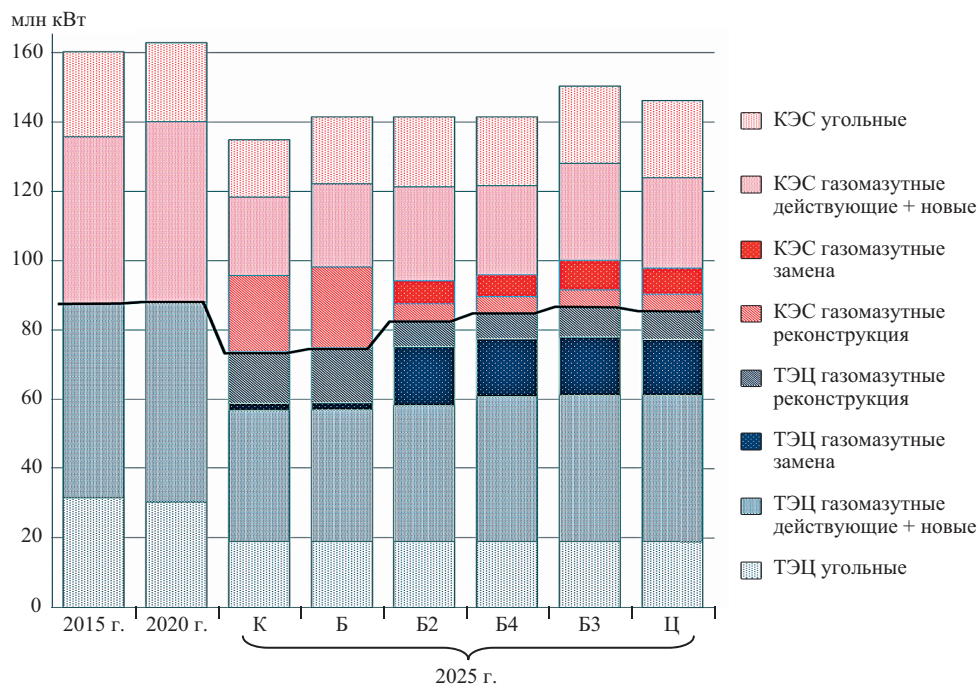


Рис. 6.1. Изменение структуры мощности ТЭС в ЕЭС России при разных вариантах балансовой и ценовой ситуации в период до 2025 г. [по данным ИНЭИ РАН]

Изменения структуры мощности тепловых электростанций обусловлены не только неопределенностью балансовой ситуации. Еще более важными факторами являются быстрый рост доли физически изношенного оборудования и необходимость его обновления путем реконструкции (с частичной заменой устаревшего оборудования новым аналогичного типа) или полной замены на более современное (для газовой генерации — на базе ПГУ и ГТУ). Как показано в [5], это соотношение эффективных объемов реконструкции и замены определяется ценовой политикой на рынках топлива и оборудования для ТЭС. Поэтому, как видно из рис. 6.1, лишь в вариантах Б и К (при низких ценах топлива и низкой доступности новых технологий для ТЭС) явно преобладает ориентация на реконструкцию устаревшего оборудования газомазутных ТЭЦ и КЭС, а в остальных вариантах: Б2, Б4, Б3, Ц (при высоких ценах топлива и высокой степени доступности новых технологий для ТЭС) — преобладает ориентация на замену их устаревшего оборудования более прогрессивным.

Сравнение оптимальной структуры установленной мощности электростанций ЕЭС России при различных вариантах балансовой и ценовой ситуации в 2025 г. (см. табл. 6.2) позволяет подробно оценить возможности и направления структурной адаптации при переходе от одного варианта внешних условий к другому.

Так, переход от базового к консервативному сценарию электропотребления (от варианта Б к варианту К) при сохранении всех прочих исходных условий приводит к снижению потребности в установленной мощности электростанций (на 7 млн кВт на уровне 2025 г.), которое компенсируется преимущественно за счёт снижения мощности КЭС (на 6 млн кВт), распределившись примерно поровну между угольными и газовыми электростанциями. В связи с этим доля КЭС в структуре установленной мощности ЕЭС России снизится к 2025 г. примерно на 1,6 % при соответствующем увеличении относительного вклада всех других типов электростанций.

Изменение состава инвестиционных решений по обновлению ТЭС при переходе от варианта Б к варианту Б2 определяется ростом цен топлива и одновременным снижением стоимости современного оборудования ТЭС (при неизменном уровне электропотребления, соответствующем базовому сценарию), не приводит к росту суммарной установленной мощности электростанций, но заметно влияет на технологическую структуру тепловых электростанций. Так, повышение эффективности перехода на современное оборудование при обновлении газовой генерации в варианте Б2 приведет к увеличению (относительно варианта Б) установленной мощности ТЭЦ на базе ГТУ и ПГУ почти на 8 млн кВт в 2025 г. при соответствующем сокращении мощности газомазутных КЭС и снижении доли последних в структуре установленной мощности ЕЭС России на 3,8 %. При этом, как было показано на рис. 6.1, изменится не только суммарная мощность различных типов ТЭС, но и структура их инвестиционных решений, т. е. соотношение объемов реконструкции и замены действующего оборудования, а также нового строительства ТЭС.

Изменение балансовой ситуации за счёт значительного увеличения темпов роста нового сегмента отрасли — распределенной энергетики (в первую очередь, когенерации на основе газотурбинных и газопоршневых установок малой единичной мощ-

ности — от 100—200 кВт до 6—9 тыс. кВт) при переходе от варианта Б2 к варианту Б4 ожидаемо приведет к дальнейшему увеличению роли теплофикационных мощностей в структуре установленной мощности ЕЭС России — в этих условиях их суммарная мощность к 2025 г. может возрасти еще примерно на 2 млн кВт при соответствующем сокращении доли мощности КЭС (прежде всего, газовых). Это позволит дополнительно увеличить долю ТЭЦ в структуре установленной мощности ЕЭС России в 2025 г. почти на 1 %.

Дополнительное изменение балансовой ситуации по сравнению с вариантом Б4, связанное с ростом спроса на электроэнергию до уровня целевого сценария, в варианте Б3 приведет, во-первых, к соответствующему росту потребности в установленной мощности (на 9 млн кВт к 2025 г.), который будет в основном обеспечиваться за счёт увеличения суммарной мощности КЭС: преимущественно газовых (5 млн кВт) и в меньшей степени угольных (около 2 млн кВт). Относительно небольшой прирост суммарной мощности ТЭЦ (около 2 млн кВт) полностью обеспечивается газовыми электростанциями. В итоге доля КЭС в структуре мощности ЕЭС России при варианте Б3 относительно варианта Б4 увеличится на 2 % при некотором сокращении (на 0,6 %) доли ТЭЦ. При сохранении той же мощности нетопливных источников в варианте Б3, как и в варианте Б — на уровне Генсхемы, их доля в структуре установленной мощности ЕЭС России в этом варианте снизится в 2025 г.: ГЭС — на 0,8 %, АЭС — на 0,5 %, а суммарная доля ВИЭ не превысит 1,1 %.

Еще более масштабное, чем в варианте Б3, развитие неуглеродной энергетики в варианте Ц будет осуществляться преимущественно за счёт наращивания мощности ВИЭ (более чем на 6 млн кВт), в то время как мощность ГЭС и АЭС увеличится не столь значительно — всего на 2,1 и 1,4 млн кВт соответственно. Такой рост неуглеродных типов генерации, несмотря на необходимость практически полного резервирования мощности ВИЭ и соответствующего увеличения потребности в генерирующей мощности ЕЭС, приведет к сокращению установленной мощности ТЭС на уровне 2025 г. более чем на 4 млн кВт, прежде всего за счёт снижения мощности газомазутных КЭС на 3 млн кВт. Подобные изменения масштабов развития различных типов электростанций при варианте Ц повлияют и на структуру установленной мощности в ЕЭС России на уровне 2025 г. Так, доля ВИЭ в варианте Ц относительно варианта Б увеличится кратно и достигнет 3,7 %, в то время как доли АЭС и ГЭС сократятся не столь сильно (на 0,5 и 0,3 % соответственно) при заметном снижении доли КЭС (более чем на 4 %) и росте доли ТЭЦ (на 2,4 %).

2. Оценка интегральных показателей и затрат на адаптацию электроэнергетики к балансовой и ценовой ситуации в период до 2025 г.

Различная степень структурной и технологической перестройки в ЕЭС России в рассмотренных вариантах, безусловно, отразится на структуре производства электроэнергии и в более общем виде — на структуре энергоресурсов, используемых в электроэнергетике. В табл. 6.3 характеристика этих изменений на горизонте

Таблица 6.3. Изменение индикаторов диверсификации энергетического баланса электроэнергетики [по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	2015 г.	2025 г.					
		К	Б	Б2	Б4	Б3	Ц
Доля неуглеродных ЭС в выработке электроэнергии, %	34,6	37,9	36,5	36,5	36,5	34,9	37,8
Доля газа в структуре расхода топлива на ТЭС, %	68,9	72,9	71,9	70,1	70,4	70,5	69,6

2025 г. представлена в виде ключевых индикаторов диверсификации энергетического баланса отрасли: доли неуглеродных генерирующих источников в общем производстве электроэнергии и доли газа в суммарном расходе топлива на ТЭС.

Из табл. 6.3 видно, что практически все рассмотренные варианты балансовой ситуации обеспечивают к 2025 г. повышение роли неуглеродных электростанций. При базовом сценарии спроса (варианты Б, Б2, Б4) совокупная доля ГЭС, АЭС и ВИЭ-электростанций увеличивается почти на 2 %. Изменение прогнозного уровня электропотребления как в меньшую (вариант К), так и в более высокую сторону (вариант Ц) приводит к дополнительному росту доли неуглеродной генерации. Однако если в варианте К это связано с пропорциональным спросу снижением производства электроэнергии на ТЭС (производственная программа неуглеродной энергетики практически совпадает с вариантом Б), то в варианте Ц основной причиной являются дополнительные вводы мощности АЭС и ВИЭ.

Рост электропотребления вместе со снижением во всех рассмотренных вариантах вклада угольных электростанций будет способствовать росту доли газа в общем расходе топлива относительно 2015 г. В наибольшей степени это проявляется в варианте К (на 4 %). При базовом сценарии электропотребления (вариант Б) доля газа также возрастает, но лишь на 3 % относительно отчетного года. При этом переход к более прогрессивным (и энергоэффективным) инвестиционным решениям по обновлению газомазутных ТЭС позволяет сдерживать рост доли газа всего до 2 %. В условиях целевого сценария спроса более интенсивное развитие неуглеродной энергетики (вариант Ц) все же не позволяет удержать долю газа в расходе топлива на отчетном уровне, хотя увеличение составит всего 0,7 %.

Результаты моделирования позволили также оценить и сравнить по каждому варианту интегральные показатели развития ЕЭС России в период до 2025 г., основными из которых являются:

- объёмы суммарных капиталовложений в развитие генерирующих мощностей и межсистемных связей (в целом за период до 2025 г.);
- годовые объёмы потребления топлива на ТЭС (на уровне 2025 г.);
- суммарные дисконтированные затраты на функционирование и развитие ЕЭС России в течение рассматриваемого периода (до 2025 г.) с учетом последствий принимаемых решений (на горизонте до 2050 г.).

Таблица 6.4. Относительные масштабы адаптации электроэнергетики к изменению балансовой и экономической ситуации в ЕЭС России в период до 2025 г., % относительно варианта Б [по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	Вариант					
	К	Б	Б2	Б4	Б3	Ц
Суммарные капиталовложения до 2025 г.	-7,4	—	+20,0	+20,2	+35,3	+62,8
Из них:						
АЭС	0,0	—	0,0	0,0	0,0	+46,7
ВИЭ	0,0	—	0,0	0,0	0,0	+251,4
ТЭС	-13,0	—	+35,3	+37,3	+63,8	+51,1
Потребление топлива в 2025 г.	-4,2	—	-5,5	-4,8	-0,1	-3,0
В том числе:						
газа	-2,8	—	-7,8	-6,7	-2,1	-6,1
угля	-9,1	—	+1,0	+0,6	+5,9	+6,1
Суммарные дисконтированные затраты на энергоснабжение экономики (с учетом последствий)	-3,1	—	+10,1	+10,6	+17,0	+19,5

Сравнение данных, представленных в табл. 6.4, в процентном отношении к базовому варианту показывает, что, за исключением более низкого (консервативного) сценария электропотребления, адаптация к остальным вероятным изменениям влияющих факторов потребует значительного роста (на 20—60 %) объема суммарных капиталовложений в отрасль. Изменение инвестиционных решений в рамках базового сценария электропотребления (варианты Б2 и Б4) будет сопровождаться увеличением капиталовложений примерно на 20 %, тогда как адаптация к более высокому уровню спроса (варианты Б3 и Ц) потребует заметно больших капитальных ресурсов, особенно в случае ускоренного развития неуглеродной энергетики (вариант Ц). В последнем случае это потребует в 1,5 раза более масштабного инвестирования в развитие АЭС, а главное — при этом потребуются осуществить в 3,5 раза более масштабную программу инвестирования в ВИЭ-электростанции.

Изменение капиталоемкости условий электроснабжения потребителей в ЕЭС России в зависимости от прогнозируемого на период до 2025 г. уровня электропотребления представлено на рис. 6.2. При базовом и целевом уровнях спроса на электроэнергию удельные капиталовложения в среднесрочный период неуклонно растут, немного снижаясь к 2025 г. только при консервативном сценарии (на 9 %). При этом абсолютные значения удельных капиталовложений, отнесенных на прирост электропотребления ЕЭС России, в период до 2025 г. при базовом сценарии на 15—23 %, а при целевом сценарии на 17—30 % ниже, чем при консервативном сценарии. Данный фактор играет немаловажную роль при выборе мер адаптации электроэнергетики России к изменению балансовой и ценовой ситуации в период до 2025 г.

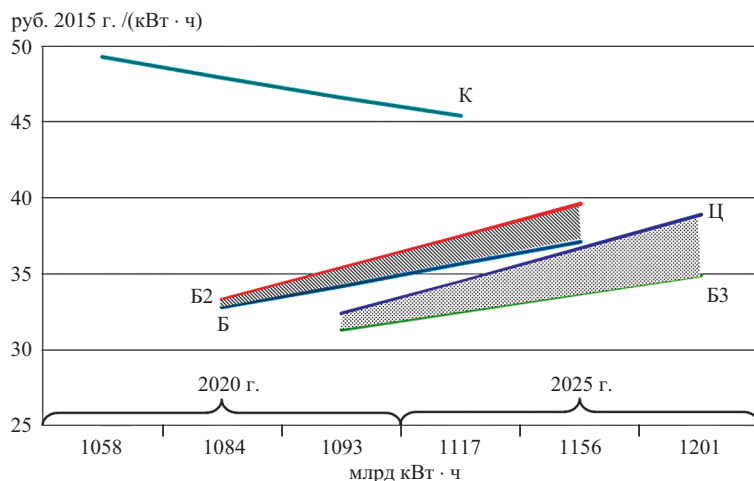


Рис. 6.2. Изменение удельных капиталовложений в развитие ЕЭС России в зависимости от изменения уровня электропотребления в период до 2025 г. [по данным ИНЭИ РАН]

В отличие от капиталовложений, объёмы потребления органического топлива при структурной и технологической перестройке электроэнергетики в рассмотренных вариантах изменяются незначительно. Увеличение масштабов применения современных технологий в тепловой энергетике при базовом сценарии электропотребления (варианты Б2 и Б4) приведет лишь к небольшому (до 5 %) снижению годовой потребности в топливе на уровне 2025 г. При переходе к целевому сценарию электропотребления (вариант Б3) спрос на топливо возвратится на уровень базового сценария или останется ниже его на 3 % в случае более интенсивного развития АЭС и ВИЭ (вариант Ц). При этом во всех рассмотренных вариантах ожидается снижение объёма потребления газа (на 2—8 %), но с переходом к целевому сценарию электропотребления оно сопровождается увеличением спроса на уголь (примерно на 6 %) относительно варианта Б.

При адаптации к консервативному сценарию электропотребления (вариант К) сокращение масштабов развития генерирующих мощностей приводит к синхронному снижению потребности в капитальных и топливных ресурсах и, как следствие, к сокращению суммарных дисконтированных затрат на энергоснабжение экономики (примерно на 3 %). В отличие от этого, при базовом сценарии электропотребления и, тем более, с переходом к уровню целевого сценария изменение состава инвестиционных решений приводит к разнонаправленной динамике рассматриваемых интегральных показателей. С одной стороны, более капиталоемкие (несмотря на снижение удельной стоимости современного оборудования) и более масштабные инвестиционные решения потребуют роста суммарных капиталовложений в вариантах Б2, Б4, Б3, Ц относительно варианта Б. С другой стороны, за счёт повышения энергоэффективности тепловой генерации и сдерживания ее роста растущими масштабами развития неуглеродных источников, потребление топлива ТЭС в большинстве этих вариантов снижается. Однако из-за прогнозируемого роста цен газа

топливные затраты в этих вариантах заметно увеличиваются по сравнению с вариантом Б, и этот фактор становится определяющим для роста суммарных дисконтированных затрат на энергоснабжение экономики при вариантах Б2, Б4, Б3, Ц.

Как видно из табл. 6.4, совместное влияние более высоких цен топлива и масштабных более капиталоемких инвестиционных решений при базовом уровне электропотребления в вариантах Б2, Б4 увеличит их интегральные затраты на 10—11 % относительно варианта Б. Адаптация же этих вариантов к целевому сценарию электропотребления (варианты Б3 и Ц) приведет к дополнительному росту суммарных дисконтированных затрат на 7—9 %, а относительно варианта Б это изменение достигнет 17—20 %.

Наиболее значимой адаптационной мерой при базовом сценарии электропотребления является изменение стратегии обновления действующих ТЭС в пользу более интенсивного использования современных технологий (переход от варианта Б к Б2). В то же время заметное увеличение масштабов развития распределенной когенерации в принятом диапазоне (вариант Б4 относительно варианта Б2) практически не оказывает влияния ни на один из интегральных показателей развития электроэнергетики страны — их отклонение не превышает 0,5 %.

Адаптация к целевому уровню электропотребления за счёт дополнительных вводов ТЭС на газе и угле (вариант Б3) приводит к простому масштабированию инвестиционной программы электроэнергетики, сформированной в вариантах при базовом сценарии электропотребления, в то время как структурные изменения в пользу АЭС и ВИЭ (вариант Ц, который может активизироваться, например, в ответ на вызовы глобальной экологической политики или для поддержки высокотехнологичных отраслей национальной промышленности, обеспечивающих строительство и эксплуатацию атомных и ВИЭ-электростанций) являются достаточно дорогим адаптационным решением. Как показано в табл. 6.4, реализация варианта Ц требует (даже относительно варианта Б3) значительного (на 27 %) прироста капиталовложений в отрасли. Однако предполагаемое при этом лишь небольшое сокращение объёмов потребления органического топлива на ТЭС (на 3 %) не позволит компенсировать столь значительный перерасход капиталовложений, что приведет к дополнительному росту суммарных дисконтированных затрат на энергоснабжение экономики в период до 2025 г. примерно на 2,5 % по сравнению с вариантом Б3.

3. Характеристика консервативного и целевого сценариев развития электроэнергетики до 2025 г. и оценка их изменения относительно базового сценария

Результаты оптимизационных расчётов позволили в погодном разрезе оценить масштабы структурных изменений в электроэнергетике в перспективе до 2035 г. при варьировании уровней электропотребления от консервативного до целевого, и на основе соответствующих «крайних» модельных вариантов (К и Ц) сформировать два альтернативных сценария инвестиционной и производственной программы в отрасли. По своим исходным условиям консервативный сценарий отличается от базового только динамикой электропотребления при сохранении тех же экономиче-

ских параметров (стабильных в реальном выражении цен топлива и высоких удельных капиталовложений в технологическое перевооружение электростанций). Целевой же сценарий характеризуется большими масштабами развития нетопливных источников (ГЭС, ВИЭ, АЭС), а также растущими выше инфляции ценами топлива и более низкой стоимостью современного оборудования, которые влияют на состав решений по обновлению тепловых электростанций.

Важно отметить, что итоговые альтернативные сценарии объективно отличаются от оптимальных модельных решений за счёт учета целого ряда дополнительных факторов, которые не в полной мере учтены в системе ограничений модели, а подчас и вовсе трудноформализуемы. Наиболее важными среди таких факторов являются поправки на целочисленность по единичной мощности энергоблоков, предельные темпы изменения мощности отдельных электростанций, режимные факторы по загрузке мощностей.

В табл. 6.5 для реперных лет (2020 и 2025 гг.) представлена сводная характеристика трех сценариев по балансовым условиям: динамике электропотребления и потребности в генерирующей мощности ЕЭС России с выделением трех энергообъединений. Более низкий уровень электропотребления ЕЭС России в консервативном сценарии по сравнению с базовым (примерно на 3,5 %) приведет к пропорциональному сокращению потребности в генерирующей мощности. В целевом же сценарии при увеличении спроса на 4 % относительно базового сценария рост потребности в мощности будет в 1,5 раза выше (примерно на 6 %), что связано, в том числе, с повышенными требованиями к резервированию генерирующих мощностей при активном развитии ВИЭ-электростанций в этом сценарии.

Таблица 6.5. Потребность в электроэнергии и мощности по ЕЭС России в 2020 и 2025 гг. для трех сценариев [по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	2015 г., отчетные данные	Базовый сценарий		Консервативный сценарий		Целевой сценарий	
		2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.
Электропотребление, млрд кВт · ч							
ЕЭС России, всего	1008	1082	1156	1058	1117	1093	1201
В том числе:							
ЕЕЭС	773	831	886	814	861	839	913
ОЭС Сибири	203	213	225	207	213	215	239
ОЭС Востока	32	38	45	37	43	39	49
Потребность в генерирующей мощности, млн кВт							
ЕЭС России, всего	204	216	227	212	220	218	241
В том числе:							
ЕЕЭС	154	160	168	157	164	162	177
ОЭС Сибири	43	48	48	46	46	47	51
ОЭС Востока	7	9	11	9	10	9	13

Примечание. Здесь и далее во всех таблицах данные за 2015 г. представлены без учета Крыма; 2020 и 2025 гг. — с учетом Крыма, Центрального и Западного энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия).

При сохранении доминирующей роли ЕЭС во всех сценариях ее вес в целевом сценарии будет немного (менее 1 %) ниже и в части спроса на электроэнергию, и в части потребности в генерирующей мощности.

Поскольку при формировании как базового, так и альтернативных сценариев развития ЕЭС России в период до 2025 г. особое внимание уделено проблеме обновления действующих ТЭС (см. также [5]), в табл. 6.6 и 6.7 показаны различия рассматриваемых сценариев по рекомендуемой динамике и структуре установленной мощности двух основных типов тепловых электростанций — ТЭЦ и КЭС.

Из табл. 6.6 видно, что в условиях базового и консервативного сценариев масштабы развития ТЭЦ до 2025 г. практически совпадают, но при переходе к целевому сценарию из-за роста потребности в централизованном тепле и увеличения масштабов развития распределенной когенерации мощность ТЭЦ увеличивается на 9 % к 2025 г. При этом мощность действующих ТЭЦ в целевом сценарии на 5 млн кВт ниже, а мощность новых (в том числе заменяемых) ТЭЦ на 12 млн кВт выше, чем в базовом сценарии. Динамика снижения мощности разных типов действующих ТЭЦ к 2025 г. в целевом сценарии также существенно отличается от базового сценария: у действующих ТЭЦ на твердом топливе снижение мощности к 2025 г. примерно одинаково при целевом и базовом сценариях, в то время как у действующих ТЭЦ на газомазутном топливе это снижение к 2025 г. заметно больше (на 5 млн кВт) в целевом сценарии, чем в базовом.

Конденсационные электростанции, выполняющие роль замыкающих баланс источников генерации, наиболее чувствительны к изменению потребности в элек-

Таблица 6.6. Динамика мощности ТЭЦ ЕЭС России в 2020 и 2025 гг. для трех сценариев, млн кВт [по данным ИНЭИ РАН]

Типы ТЭЦ	2015 г., отчетные данные	2020 г.	2025 г.		
			Базовый сценарий	Консервативный сценарий	Целевой сценарий
Всего	87	89	81	81	89
В том числе:					
действующие ТЭЦ, всего	87	84	73	73	68
Из них:					
паротурбинные	72	69	59	59	54
В том числе:					
газомазутные	40	39	35	35	30
на твердом топливе	32	30	24	24	24
парогазовые и газотурбинные	15	15	14	14	14
Новые ТЭЦ, всего	0	5	8	8	21
Из них:					
обновляемые при замене мощности действующих	0	0	1	1	10
новые	0	5	7	7	11

Таблица 6.7. Динамика мощности КЭС ЕЭС России в 2020 и 2025 гг. для трех сценариев, млн кВт [по данным ИНЭИ РАН]

Типы КЭС	2015 г., отчетные данные	2020 г.	2025 г.		
			Базовый сценарий	Консервативный сценарий	Целевой сценарий
Всего	73	75	70	67	65
В том числе:					
Действующие КЭС, всего	73	70	65	62	53
Из них:					
паротурбинные	61	58	53	50	41
В том числе:					
газوماзутные	37	36	33	30	20
на твердом топливе	24	22	20	20	21
парогазовые и газотурбинные	12	12	12	12	12
Новые КЭС, всего	0	5	5	5	13
Из них:					
обновляемые при замене мощности действующих	0	0	0	0	6
новые	0	5	5	5	6

троэнергии и мощности, а также к изменениям производственной структуры электроэнергетики. Как показано в табл. 6.7, именно с помощью КЭС осуществляется адаптация к более низкому уровню спроса на электроэнергию в консервативном сценарии за счёт снижения мощности действующих паротурбинных КЭС на газомазутном топливе (почти на 2 млн кВт) относительно базового сценария.

В целевом же сценарии, несмотря на более высокий уровень электропотребления, активное развитие АЭС и ВИЭ, а также ТЭЦ будет сдерживать развитие КЭС, существенно снижая их мощность к 2025 г. даже против базового сценария (на 5 млн кВт) при существенно большем сокращении мощности действующих газомазутных КЭС (на 13 млн кВт). Столь резкое снижение мощности действующих КЭС при целевом сценарии лишь отчасти компенсируется за счёт ввода новой конденсационной мощности (7 млн кВт) на частичную замену выводимых из эксплуатации блоков КЭС.

Как показано в табл. 6.8, различия базового и консервативного сценариев по структуре установленной мощности невелики даже в целом по ЕЭС России — в 2025 г. разница составляет примерно 3 млн кВт, причем касается только ТЭС. В территориальном разрезе основная часть этой разницы (2 из 3 млн кВт) приходится на ЕЕЭС, а остаток — на ОЭС Сибири.

Значительно сильнее отличия целевого от базового сценария: при разнице суммарной установленной мощности электростанций ЕЭС России на 14 млн кВт на уровне 2025 г. наиболее сильно (на 12 млн кВт) различается мощность неуглеродных источников (ГЭС, ВИЭ, АЭС). При этом различия по ВИЭ и АЭС преимущественно касаются ЕЕЭС, а по ГЭС — ОЭС Сибири и ОЭС Востока. По сравнению с базовым сценарием, в 2025 г. мощность ТЭС даже в целом по ЕЭС России выше всего на

Таблица 6.8. Динамика установленной мощности электростанций в 2020 и 2025 гг. для трех сценариев, млн кВт [по данным ИНЭИ РАН]

Электростанции	2015 г., отчетные данные	Базовый сценарий		Консервативный сценарий		Целевой сценарий	
		2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.
ЕЭС России, всего	235	247	235	247	232	248	249
В том числе:							
ГЭС, включая ГАЭС	48	51	51	51	51	51	54
ВИЭ	0	2	2	2	2	3	8
АЭС	27	31	30	31	30	31	33
ТЭС, всего	160	163	152	163	149	163	154
В том числе:							
ТЭЦ, всего	87	88	82	88	82	88	89
Из них:							
на газомазутном топливе	55	58	58	58	58	58	65
на твердом топливе	32	30	24	30	24	30	24
КЭС, всего	73	75	70	75	67	75	65
Из них:							
на газомазутном топливе	49	52	49	52	46	52	42
на твердом топливе	24	23	21	23	21	23	23
ЕЕЭС, всего	174	183	174	183	172	184	183
В том числе:							
ГЭС, включая ГАЭС	20	21	21	21	21	21	21
ВИЭ	0	2	2	2	2	3	7
АЭС	27	31	30	31	30	31	33
ТЭС, всего	127	129	121	129	119	129	122
В том числе:							
ТЭЦ, всего	66	67	64	67	64	67	71
Из них:							
на газомазутном топливе	53	56	55	56	55	56	62
на твердом топливе	13	11	9	11	9	11	9
КЭС, всего	61	62	57	62	55	62	51
Из них:							
на газомазутном топливе	48	50	47	50	45	50	41
на твердом топливе	13	12	10	12	10	12	10
ОЭС Сибири, всего	52	52	49	52	48	52	52
В том числе:							
ГЭС	25	25	25	25	25	25	27
ВИЭ	0	0	0	0	0	0	1
ТЭС, всего	27	27	24	27	23	27	24

Окончание табл. 6.8

Электростанции	2015 г., отчетные данные	Базовый сценарий		Консервативный сценарий		Целевой сценарий	
		2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.
В том числе:							
ТЭЦ, всего	17	17	14	17	14	17	14
Из них:							
на газомазутном топливе	1	1	2	1	2	1	2
на твердом топливе	16	16	12	16	12	16	12
КЭС, всего	10	10	10	10	9	10	10
Из них:							
на газомазутном топливе	1	1	1	1	1	1	1
на твердом топливе	9	9	9	9	8	9	9
ОЭС Востока, всего	9	12	12	12	12	12	14
В том числе:							
ГЭС	3	5	5	5	5	5	6
ВИЭ	0	0	0	0	0	0	0
АЭС	0	0	0	0	0	0	0
ТЭС, всего	6	7	7	7	7	7	8
В том числе:							
ТЭЦ, всего	4	4	4	4	4	4	4
Из них:							
на газомазутном топливе	1	1	1	1	1	1	1
на твердом топливе	3	3	3	3	3	3	3
КЭС, всего	2	3	3	3	3	3	4
Из них:							
на газомазутном топливе	0	1	1	1	0	1	0
на твердом топливе	2	2	2	2	3	2	4

Примечание. Здесь и далее в таблицах в состав ГЭС включены действующие малые ГЭС на уровне 2015 г., а ТЭЦ на твердом топливе включают ТЭЦ на биотопливе.

2 млн кВт. Но при этом меняется сама структура мощности ТЭС: на уровне 2025 г. мощность ТЭЦ в целевом сценарии выше базового сценария на 7 млн кВт, а мощность КЭС ниже на 5 млн кВт. Также заметно изменена структура мощности ТЭС по видам топлива: в целевом сценарии мощность ТЭС на твердом топливе выше, чем в базовом сценарии, на 2 млн кВт, а мощность ТЭС на газомазутном топливе одинакова, причем основные различия этих сценариев по ТЭС на газомазутном топливе касаются ЕЕЭС, а по ТЭС на твердом топливе — ОЭС Востока.

Изменения в производственной структуре связаны с различиями в структуре вводов генерирующей мощности до 2025 г. Эти различия незначительны между консервативным и базовым сценариями (табл. 6.9): в целом по ЕЭС России суммар-

Таблица 6.9. Вводы мощности по пятилеткам для трех сценариев, млн кВт [по данным ИНЭИ РАН]

Электростанции	Базовый сценарий				Консервативный сценарий				Целевой сценарий			
	2016— 2020 гг.	2021— 2025 гг.	2016— 2025 гг.		2016— 2020 гг.	2021— 2025 гг.	2016— 2025 гг.		2016— 2020 гг.	2021— 2025 гг.	2016— 2025 гг.	2016— 2025 гг.
ЕЭС России, всего	18,9	8,0	27,0		18,9	7,5	26,5		19,2	38,8	57,9	
В том числе:												
ГЭС, включая ГАЭС	1,7	0,4	2,1		1,7		1,7		1,7	2,5	4,1	
ВИЭ	2,0		2,0		2,0		2,0		2,3	5,8	8,1	
АЭС	5,8	3,7	9,6		5,8	3,7	9,6		5,8	6,2	12,0	
ТЭС, всего	9,4	3,9	13,3		9,4	3,8	13,2		9,4	24,3	33,7	
В том числе:												
ТЭЦ, всего	4,8	3,9	8,7		4,8	3,8	8,6		4,8	15,8	20,6	
Из них:												
на угле	0,1	0,1	0,2		0,1	0,1	0,2		0,1	0,1	0,3	
на газомазутном топливе	4,7	3,9	8,5		4,7	3,7	8,4		4,7	15,7	20,3	
В том числе:												
паротурбинные	0,3		0,3		0,3		0,3		0,3		0,3	
ПГУ	3,4	0,6	3,9		3,4	0,6	4,0		3,4	8,9	12,2	
Из них:												
замена										7,1	7,1	
новые	3,4	0,6	3,9		3,4	0,6	4,0		3,4	1,8	5,1	
ГТУ	1,0	3,2	4,3		1,0	3,1	4,1		1,0	6,8	7,8	
Из них:												
замена		1,4	1,4			1,4	1,4			2,2	2,2	
новые	1,0	1,8	2,9		1,0	1,7	2,7		1,0	4,6	5,6	
КЭС, всего	4,6		4,6		4,6		4,6		4,6	8,5	13,1	
Из них:												
на угле	1,0		1,0		1,0		1,0		1,0	1,1	2,2	
на газомазутном топливе	3,6		3,6		3,6		3,6		3,6	7,4	10,9	
В том числе:												
паротурбинные	0,1		0,1		0,1		0,1		0,1		0,1	
ПГУ	3,3		3,3		3,3		3,3		3,3	7,4	10,6	
Из них:												
замена										7,4	7,4	
новые	3,3		3,3		3,3		3,3		3,3		3,2	
ГТУ	0,2		0,2		0,2		0,2		0,2		0,2	

ные вводы мощности за пятилетие 2021—2025 гг. составляют 8 млн кВт в первом и 7,5 млн кВт во втором сценарии, а разница между ними, в основном, касается новой мощности ГЭС. В отличие от консервативного, целевой сценарий принципиально отличается от базового величиной и структурой вводов генерирующих мощностей ЕЭС России. В целевом сценарии за пятилетие 2021—2025 гг. предполагается ввод 38,8 млн кВт (против 8 млн кВт в базовом), в том числе ввод всех неуглеродных электростанций достигает почти 14,5 млн кВт, а ввод ТЭС — 24,3 млн кВт.

Столь сильные различия базового и целевого сценариев по вводу мощности ТЭС определяются, во-первых, выбором существенно иной стратегии обновления действующих электростанций при целевом сценарии, преимущественно ориентированной на замену устаревшего оборудования действующих ТЭС на новое, технологически более прогрессивное. Как видно из табл. 6.6 и 6.7, при целевом сценарии предусмотрена масштабная (17 млн кВт) замена оборудования, а также требуется заметно больший (17 вместо 12 млн кВт) ввод новых мощностей ТЭС в период 2021—2025 гг. Территориально основная часть вводов мощности ТЭС приходится на ЕЕЭС (22 млн кВт при целевом и всего 2 млн кВт — при базовом сценарии). Во-вторых, различия во вводах АЭС (6 млн кВт при целевом и 4 млн кВт при базовом сценарии) и ВИЭ (5 млн кВт при целевом и полное отсутствие вводов при базовом сценарии) в 2021—2025 гг. также относятся к ЕЕЭС. В ОЭС Сибири в целевом сценарии более высокие вводы ГЭС и ВИЭ при минимальной разнице вводов мощности ТЭС. В ОЭС Востока различаются по сценариям не только вводы ГЭС, ВИЭ, но и вводы ТЭС.

В табл. 6.10 показаны различия трех сценариев по объёму производства электроэнергии в ЕЭС России и входящих в ее состав трех зон.

Анализ табл. 6.10 показывает, что изменение объёмов потребления в консервативном сценарии относительно базового компенсируется снижением производства электроэнергии на газомазутных ТЭС в ЕЕЭС и частично на угольных ТЭС в ОЭС Сибири. Различия целевого и базового сценариев более сильные и затрагивают также неуглеродные источники, выработка которых на уровне 2025 г. будет на 8,2 % выше, чем в базовом сценарии, и составит 448 млрд кВт · ч, а доля в суммарном производстве электроэнергии прирастет на 1,3 % (от 35,4 % при базовом сценарии). Соответственно, несмотря на заметную разницу в общих объёмах производства электроэнергии между сценариями (почти 100 млрд кВт · ч), вариативность выработки тепловых электростанций почти вдвое меньше (менее 60 млрд кВт · ч), при этом в наибольшей степени меняются режимы работы ТЭЦ по электрическому графику.

В соответствии с разным составом инвестиционных решений в части обновления ТЭС и перспективными годовыми режимами загрузки КЭС и ТЭЦ по рассматриваемым сценариям заметно различается динамика показателя тепловой экономичности тепловых электростанций (табл. 6.11). Доминирование инвестиционных решений на базе традиционных технологий паросилового цикла при обновлении ТЭС в базовом и консервативном сценариях приведет после 2020 г. к остановке тенденции по сни-

Таблица 6.10. Производство электроэнергии в 2020 и 2025 гг.
для трех сценариев, млрд кВт · ч [по данным ИНЭИ РАН]

Электростанции	2015 г., отчетные данные	Базовый сценарий		Консервативный сценарий		Целевой сценарий	
		2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.
ЕЭС России, всего	1027	1093	1167	1070	1126	1104	1220
В том числе:							
ГЭС, включая ГАЭС	160	188	191	188	188	188	199
ВИЭ	0	5	5	5	5	5	19
АЭС	195	206	219	206	219	206	230
ТЭС, всего	672	695	752	671	714	705	772
В том числе:							
ТЭЦ, всего	375	376	370	367	357	381	417
Из них:							
на газомазутном топливе	235	251	263	242	250	256	306
на твердом топливе	140	125	107	125	107	125	111
КЭС, всего	297	319	382	304	357	324	355
Из них:							
на газомазутном топливе	201	229	262	222	252	228	223
на твердом топливе	96	90	120	82	105	96	132
ЕЕЭС, всего	790	838	892	822	866	846	918
В том числе:							
ГЭС, включая ГАЭС	62	64	64	64	64	64	64
ВИЭ	0	5	5	5	5	5	16
АЭС	195	206	219	206	219	206	230
ТЭС, всего	533	564	604	547	578	571	608
В том числе:							
ТЭЦ, всего	287	297	290	288	276	302	332
Из них:							
на газомазутном топливе	230	246	249	237	236	251	292
на твердом топливе	57	51	41	51	40	51	40
КЭС, всего	246	267	314	259	302	269	276
Из них:							
на газомазутном топливе	200	224	259	217	249	224	220
на твердом топливе	46	43	55	42	53	45	56
ОЭС Сибири, всего	201	214	226	208	214	216	241
В том числе:							
ГЭС	88	108	108	108	108	108	114
ВИЭ	0	0	0	0	0	0	3
ТЭС, всего	113	106	118	100	106	108	124

Окончание табл. 6.10

Электростанции	2015 г., отчетные данные	Базовый сценарий		Консервативный сценарий		Целевой сценарий	
		2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.
В том числе:							
ТЭЦ, всего	73	66	63	66	64	66	67
Из них:							
на газомазутном топливе	3	3	8	3	7	3	7
на твердом топливе	70	63	55	63	57	63	60
КЭС, всего	40	40	55	34	42	42	57
Из них:							
на газомазутном топливе	1	3	2	3	2	2	2
на твердом топливе	39	37	53	31	40	40	55
ОЭС Востока, всего	36	41	49	40	46	42	61
В том числе:							
ГЭС	10	16	19	16	16	16	21
ВИЭ	0	0	0	0	0	0	0
АЭС	0	0	0	0	0	0	0
ТЭС, всего	26	25	30	24	30	26	40
В том числе:							
ТЭЦ, всего	15	13	17	13	17	13	18
Из них:							
на газомазутном топливе	2	2	6	2	7	2	7
на твердом топливе	13	11	11	11	10	11	11
КЭС, всего	11	12	13	11	13	13	22
Из них:							
на газомазутном топливе	0	2	1	2	1	2	1
на твердом топливе	11	10	12	9	12	11	21

Таблица 6.11. Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ТЭС в 2020 и 2025 гг. при трех сценариях, г у. т/(кВт · ч) [по данным ИНЭИ РАН]

Энергетическая система	2010 г., отчетные данные	2015 г., отчетные данные	Базовый сценарий		Консервативный сценарий		Целевой сценарий	
			2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.
ЕЭС России, всего	335,8	319,6	313,3	312,0	313,4	310,6	314,1	298,9
В том числе:								
ЕЕЭС	330,4	309,2	302,4	301,9	302,9	300,8	303,1	285,0
ОЭС Сибири	357,0	356,4	355,8	353,6	355,3	352,3	356,0	354,4
ОЭС Востока	372,1	382,2	388,0	358,4	386,2	357,9	390,1	348,2

жению удельных расходов топлива (УРУТ) на ТЭС, сложившейся в последнее десятилетие в результате реализации программы ДПМ. Исключение составит только ОЭС Востока, где за счёт вводов новых газовых электростанций продолжится снижение УРУТ (почти на 10 %). Напротив, в рамках целевого сценария обновление ТЭС с большей долей современного оборудования позволит продолжить тенденцию повышения энергоэффективности тепловых электростанций — средний по ЕЭС России УРУТ к 2025 г. снизится еще на 10 %.

Совместное влияние различий в объёмах производства электроэнергии на тепловых электростанциях и удельных расходах топлива по сценариям формирует диапазон изменения потребности в топливе в целом и по отдельным видам (табл. 6.12).

**Таблица 6.12. Потребность в топливе ТЭС в 2020 и 2025 гг., млн т у. т.
[по данным ИНЭИ РАН]**

Топливо	2015 г., отчетные данные	Базовый сценарий		Консервативный сценарий		Целевой сценарий	
		2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.
ЕЭС России, всего	275	285	307	278	294	290	306
В том числе:							
газ	190	202	217	198	209	205	211
мазут	1	1	1	1	1	1	1
уголь	73	71	77	68	72	73	82
прочие виды топлива	11	11	12	11	12	11	12
ЕЕЭС, всего	213	222	239	218	230	226	232
В том числе:							
газ	184	193	206	189	198	196	199
мазут	1	1	1	1	1	1	1
уголь	19	19	22	19	21	20	22
прочие виды топлива	9	9	10	9	10	9	10
ОЭС Сибири, всего	51	50	55	48	51	51	57
В том числе:							
газ	3	4	6	4	6	4	6
мазут	0	0	0	0	0	0	0
уголь	46	44	47	42	43	45	49
прочие виды топлива	2	2	2	2	2	2	2
ОЭС Востока, всего	11	13	13	12	13	13	17
В том числе:							
газ	3	5	5	5	5	5	6
мазут	0	0	0	0	0	0	0
уголь	8	8	8	7	8	8	11
прочие виды топлива	0	0	0	0	0	0	0

Примечание. Здесь в прочие виды топлива включено биотопливо.

Сопоставление базового и консервативного сценариев на уровне 2025 г. показывает, что при примерно совпадающих значениях средневзвешенного удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии суммарное потребление топлива на ТЭС при базовом сценарии на 13 млн т у. т. выше, чем при консервативном сценарии, из-за заметно большего (на 38 млрд кВт · ч) объема производства электроэнергии на ТЭС при базовом сценарии. В то же время различия базового и целевого сценариев по суммарному потреблению топлива на ТЭС на уровне 2025 г. незначительны (около 1—2 млн т у. т.), поскольку при несколько большем (на 20 млрд кВт · ч, т. е. на 2,7 %) объеме производства электроэнергии на ТЭС при целевом сценарии значения средневзвешенного удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии при этом сценарии заметно ниже, чем при базовом сценарии.

Анализ табл. 6.12 свидетельствует о разных тенденциях изменения территориальной структуры топливопотребления ТЭС. При консервативном сценарии и без того высокая доля ЕЕЭС (77,5 % в 2015 г.) увеличивается к 2025 г. до 77,8 % при заметном снижении доли ОЭС Сибири (от 18,5 % в 2015 г. до 17,3 % в 2025 г.) и росте доли ОЭС Востока (от 4 % в 2015 г. до 4,8 % в 2025 г.). Напротив, при целевом сценарии доля ЕЕЭС сокращается до 75,8 % в 2025 г., доля ОЭС Сибири сохраняется примерно на уровне 2015 г., а доля ОЭС Востока увеличивается до 5,6 % в 2025 г.

В меньшей степени различаются сценарии по структуре потребности ТЭС в разных видах топлива по трем территориальным зонам. При всех сценариях основной спрос ТЭС на газ (около 95 % в 2025 г.) будет сосредоточен в ЕЕЭС, и только начавшийся в последние годы процесс газификации регионов Сибири и Дальнего Востока позволит увеличить долю каждого из этих регионов от 1,6 % в 2015 г. до 2,8 % в 2025 г. Напротив, доля ЕЕЭС в потреблении угля на электростанциях в 2015 г. составляла лишь 26 %, на долю ОЭС Сибири приходилось 63 %, а на ОЭС Востока — 11 % суммарного потребления угля на ТЭС ЕЭС России. При всех рассматриваемых сценариях доля потребления угля на ТЭС ОЭС Сибири сократится незначительно — до 60—61 % при небольшом варьировании доли угля на ТЭС в ЕЕЭС и ОЭС Востока.

В целом по ЕЭС России структура потребности ТЭС в разных видах топлива на уровне 2025 г. также различна при трех сценариях. Наиболее сильно различаются по потреблению газа на ТЭС в 2025 г. базовый (217 млн т у. т.) и консервативный (209 млн т у. т.) сценарии, а по потреблению угля — консервативный (72 млн т у. т.) и целевой (82 млн т у. т.).

Важно отметить, что если при переходе к консервативному сценарию при общем снижении расхода топлива на ТЭС ЕЭС России сокращается потребление и газа, и угля, то при переходе к целевому сценарию тенденции неоднородны: потребление газа также снижается против базового сценария (как совместный результат повышения энергоэффективности тепловой генерации и интенсивного развития неуглеродной энергетики), а потребление угля оказывается заметно выше базового сценария. В результате только в условиях целевого сценария к 2025 г. удастся переломить тенденцию роста доли газа в структуре спроса на топливо электростанций ЕЭС Рос-

сии и тем самым обеспечить хотя бы стабилизацию этой доли на отчетном уровне (69,0 %). В базовом и тем более в консервативном сценарии прогнозируемый рост доли газа (соответственно до 70,7 и 71,1 %) на ТЭС ЕЭС России продолжится до 2025 г., что не соответствует стратегическому приоритету по повышению диверсификации структуры энергетического баланса [6], основной сферой которой является электроэнергетика.

Список литературы

1. **Стратегические** перспективы электроэнергетики России / А.А. Макаров, Ф.В. Веселов, А.С. Макарова, Т.В. Новикова, Т.Г. Панкрушина // Теплоэнергетика. 2017. № 11. С. 40—52.
2. **Веселов Ф.В., Новикова Т.В., Панкрушина Т.Г.** Особенности формирования и оценки вариантов посткризисного развития электроэнергетики в условиях неопределенности балансовых, ценовых и технологических факторов // Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики: сб. / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
3. **SCANER:** модельно-информационный комплекс / под ред. А.А. Макарова. М.: ИНЭИ РАН, 2011. URL: https://www.eriras.ru/files/skaner_light.pdf (дата обращения 21.05.2018).
4. **Макаров А.А.** Модельно-информационная система для исследования перспектив энергетического комплекса России (SCANER). Управление развитием крупномасштабных систем. М.: Физматлит, 2012.
5. **Макарова А.С., Хоршев А.А., Ерохина И.В.** Корректировка параметров среднесрочного развития электроэнергетики с учетом изменившихся условий эффективности обновления ТЭС // Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики: сб. / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
6. **Энергетическая** стратегия Российской Федерации на период до 2035 г. (ред. от 01.02.2017). URL: <http://minenergo.gov.ru/node/1920> (дата обращения 21.05.2018).

7. ОЦЕНКА ЦЕНОВЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ АДАПТАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ К ИЗМЕНЕНИЮ БАЛАНСОВОЙ И РЫНОЧНОЙ СИТУАЦИИ В СРЕДНЕСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ

Веселов Ф.В., канд. экон. наук;
Соляник А.И., канд. экон. наук

Введение

Вступление российской экономики в принципиально новую фазу посткризисного развития, связанную с усилением макроэкономических, финансовых и политических рисков, делает особенно актуальным анализ изменения траекторий экономических характеристик электроэнергетики в результате возможной адаптации отрасли к динамично меняющейся ситуации. «Трубка» среднесрочных сценариев развития электроэнергетики была количественно определена в [1], однако энергетические характеристики данных сценариев должны быть дополнены финансово-экономической оценкой условий их реализации — с соответствующей оценкой рисков изменения ценовой нагрузки для потребителей.

Для решения задачи *исследования ценовых и финансовых последствий различных траекторий посткризисного развития электроэнергетики России* используется разработанный в ИНЭИ РАН комплекс финансово-экономических моделей отрасли и ее ключевых производственных сегментов [2]. Из двух доступных модельных режимов для решения рассматриваемой задачи используется режим «обратной задачи», предполагающий прогноз ценовых последствий реализации альтернативных вариантов производственной и инвестиционной программы отрасли на базе ее необходимой валовой выручки (НВВ). В свою очередь, прогноз НВВ электроэнергетики складывается как сумма необходимой валовой выручки основных отраслевых сегментов: атомной, гидро- и тепловой генерации, передачи и распределения электроэнергии.

Принципиальная схема прогноза ценовых последствий реализации тех или иных вариантов развития отрасли показана на рис. 7.1. Исходными данными являются параметры производственной и инвестиционной программ в каждом сегменте электроэнергетики (тепловая, атомная и гидрогенерация, сетевой комплекс). Другую группу исходных параметров формируют макроэкономические показатели (инфляция, ставки процента по кредитам и займам, норма дивидендов, налоговые ставки), позволяющие оценить, помимо традиционных «затратных» статей расходов в составе себестоимости, также стоимость обслуживания привлеченного капитала и налоговую нагрузку в каждом из отраслевых сегментов.

Важным условием подобных финансовых расчётов является минимизация ценовой нагрузки на потребителей (в виде расчётного значения среднеотпускной цены

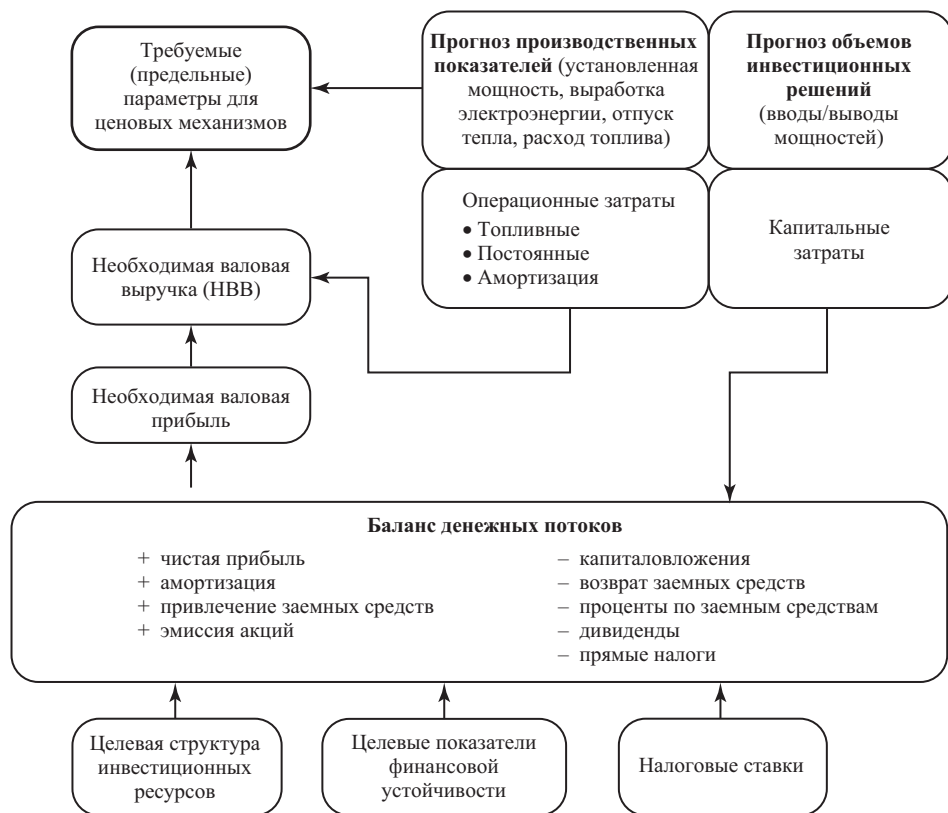


Рис. 7.1. Концептуальная схема прогноза ценовых последствий адаптации развития электроэнергетики к изменению балансовой и макроэкономической ситуации

электроэнергии), исходя из предельно допустимых параметров структуры и доходности капитала и долговой нагрузки по каждому из сегментов электроэнергетики. Для этой цели в модельных расчётах НВВ используются целевые финансовые (рейтинговые) показатели, например отношение «долг/ЕВITDA».

Далее в статье рассматриваются полученные с помощью вышеописанного подхода к моделированию количественные прогнозы ценовых и финансовых последствий реализации нескольких альтернативных сценариев развития отечественной электроэнергетики.

1. Анализ ценовых и финансовых показателей базового сценария развития электроэнергетики

При исследовании адаптивности электроэнергетики России к различным сценариям посткризисного развития экономики в первую очередь была выполнена количественная оценка ценовых последствий реализации *базового сценария*. Подробная характеристика его производственной и инвестиционной программ приведена в [3].

Важной особенностью базового сценария являются минимальные темпы роста внутренних цен газа — с индексацией на величину инфляции, т. е. неизменные в реальном выражении. С учетом индексации транспортных тарифов цены энергетического угля в базовом сценарии также не превысят инфляцию и даже снизятся в реальном выражении.

В условиях сохранения низких цен топлива наиболее распространенным инвестиционным решением в среднесрочный период останется продление ресурса действующих ТЭС за счёт их комплексной реконструкции при сохранении паросилового цикла. Именно этот тип проектов будет формировать в условиях базового сценария профиль новой «инвестиционной волны», связанной с массовым обновлением действующих ТЭС, которая после 2020 г. придет на смену программе договоров на поставку мощности (ДПМ). По существующим оценкам состояния оборудования [3, 4] основной объём необходимых инвестиционных решений приходится именно на пятилетие 2021—2025 гг. Даже с учетом того, что по балансовым требованиям лишь часть выбывающих мощностей потребует реконструкции, пиковый объём годовых капиталовложений в тепловой генерации достигает 310 млрд руб. в ценах 2015 г., что примерно на 20 % выше пиковых значений годовых инвестиций по ДПМ ТЭС (рис. 7.2). После 2025 г. темпы обновления ТЭС и соответствующие объёмы капиталовложений снизятся.

Капиталовложения в атомной генерации определяются в основном вводами новых энергоблоков на Нововоронежской АЭС-2, Ленинградской АЭС-2, а также Курской АЭС-2. Динамика ежегодных капиталовложений в АЭС достаточно стабильна на всем анализируемом горизонте, изменяясь в диапазоне 83—120 млрд руб.

Капиталовложения в ГЭС и ВИЭ оценены при условии реализации проекта восстановления Загорской ГАЭС-2 и ограничения квот ДПМ ВИЭ после 2020 г. Соответственно, годовой объём капиталовложений в ГЭС и ВИЭ после пика в 2017—2018 гг. стремительно снижается и к 2025 г. составляет лишь 30—35 млрд руб. — в основном это инвестиции в модернизацию оборудования действующих ГЭС.

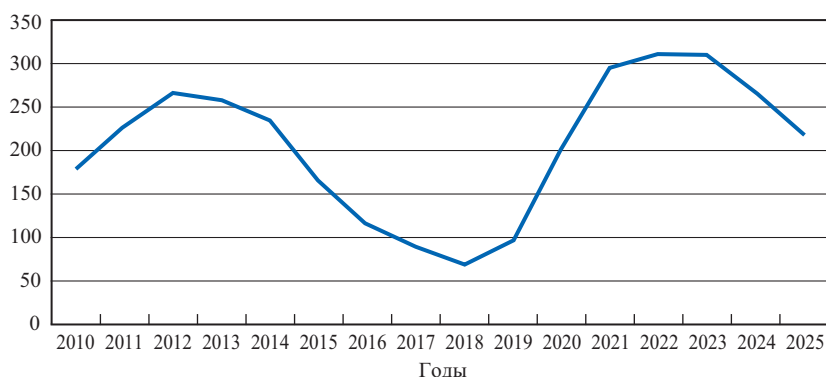


Рис. 7.2. Динамика инвестиций ТЭС, млрд руб. в ценах 2015 г.

(2010—2016 гг. — фактические; 2017—2025 гг. — прогнозные значения) [по данным ИНЭИ РАН]

Капиталовложения в электросетевом комплексе до 2020 г. зафиксированы с учетом инвестиционной программы ПАО «Россети» и ее дочерних компаний. На остальной части прогнозного горизонта капиталовложения в сетях приняты на уровне 50 % суммарных капиталовложений генерации, что приблизительно соответствует ретроспективным пропорциям. Таким образом, доля сетей в суммарных капиталовложениях составляет порядка 1/3.

Общий объем отраслевых капиталовложений, как показано в табл. 7.1, в ближайшем пятилетии составит в среднем 500 млрд руб., а в следующем увеличится в среднем до 600 млрд руб. При этом по пятилетиям будет сильно меняться и структура капиталовложений. Если в период до 2020 г. основной объем будет формироваться неуглеродной энергетикой и сетями, а доля ТЭС составит лишь 15—20 %, то начиная с 2020 г. доля тепловых электростанций может вырасти в 2—3 раза, достигая 40—50 % общих отраслевых капиталовложений.

Выполненная оценка инвестиционных потребностей, дополненная расчётом операционных и финансовых затрат для отдельных сегментов электроэнергетики, позволяет перейти к прогнозу необходимой валовой выручки отрасли в целом и ее отдельных производственных сегментов в сопоставимых ценах — рублях 2015 г. (табл. 7.2).

Из всех отраслевых сегментов наиболее динамичный рост НВВ к 2025 г. ожидается в атомной генерации — она вырастет на 40 % и достигнет 359 млрд руб. в сопоставимых ценах. Такое изменение обусловлено прежде всего значительным объемом уже реализуемых инвестиционных решений по вводу новых энергоблоков АЭС. Сегмент гидро- и возобновляемой энергетики (ГЭС и ВИЭ) демонстрирует рост выручки в период до 2020 г. с последующим плавным снижением примерно до текущего уровня, что также отражает динамику инвестиций данного сегмента.

НВВ тепловой генерации, несмотря на большой объем инвестиций в реконструкцию ТЭС после 2020 г., в целом за период увеличится незначительно — всего на 9 %. Такой умеренный рост необходимой выручки ТЭС объясняется сильным демпфирующим влиянием топливных затрат, величина которых будет меняться крайне медленно в условиях незначительного повышения топливной экономичности (при реконструкции с сохранением технологического типа оборудования) и медленного роста цен газа (не выше инфляции).

Таблица 7.1. Динамика капиталовложений в базовом сценарии (без НДС), млрд руб. 2015 г. [по данным ИНЭИ РАН]

Сегмент электроэнергетики	Год									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ТЭС	115	88	67	97	201	295	309	308	266	215
АЭС	120	104	90	112	106	98	120	114	83	104
ГЭС и ВИЭ	86	114	105	91	62	42	38	31	31	35
Сети	205	212	195	184	141	175	186	180	190	177
Электроэнергетика всего	526	518	457	484	510	610	653	633	570	531

Таблица 7.2. Динамика и структура НВВ электроэнергетики и ее производственных сегментов в базовом сценарии, млрд руб. 2015 г. [по данным ИНЭИ РАН]

Сегмент электроэнергетики	Год									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Электроэнергетика, всего	2968	3044	3144	3154	3207	3206	3231	3265	3269	3264
В том числе:										
ГЭС и ВИЭ	170	187	209	204	221	213	204	193	183	184
АЭС	257	314	317	325	311	315	332	342	344	359
ТЭС, всего	1535	1517	1571	1565	1611	1623	1641	1673	1689	1678
В том числе:										
электроэнергия	1063	1048	1101	1094	1140	1150	1166	1196	1210	1196
тепло	472	469	470	471	471	473	475	477	479	482
Сети	887	905	923	935	938	928	926	928	924	914
Сбыт	119	121	124	125	126	127	128	129	129	129
То же, %										
ГЭС и ВИЭ	6	6	6	6	7	7	6	6	6	6
АЭС	9	10	10	10	10	10	10	10	11	11
ТЭС, всего	51	49	50	50	50	51	51	52	51	51
В том числе:										
электроэнергия	35	35	35	35	35	36	36	37	36	36
тепло	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Сети	30	31	30	30	29	29	29	28	28	28
Сбыт	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4

Совокупный объем НВВ сети в целом за период остается практически стабильным в реальном выражении, что представляется достижимым при выполнении целевых требований Стратегии развития электросетевого комплекса РФ, в том числе при ежегодном снижении операционных затрат на 2—3 % и аналогичном сокращении удельных инвестиционных издержек сетей.

В результате суммарная НВВ электроэнергетики (с учетом тепла, отпускаемого от электростанций) за период до 2025 г. увеличится до 3,3 трлн руб. в сопоставимых ценах, или на 9 % к уровню 2016 г. Основной вклад в ее рост оказывает сектор тепловой генерации, доля которого остается на уровне 49—51 %. В целом, на рассматриваемом горизонте не происходит радикальных изменений в структуре отраслевой НВВ — оставшаяся половина распределена между АЭС, ГЭС и ВИЭ (суммарно около 15 %), электрическими сетями (около 30 %) и сбытом.

Следует отметить, что реализация базового сценария развития электроэнергетики, несмотря на «консервативность» его инвестиционных решений, все же позво-

лит получить положительный макроэкономический эффект (табл. 7.3). Рост добавленной стоимости в электроэнергетике в сопоставимых ценах за рассматриваемый период составит почти 230 млрд руб. (+ 27 % к уровню 2016 г.). Ощутим и бюджетный эффект рассмотренного сценария — объём налоговых отчислений отрасли вырастет со 158 до 204 млрд руб. (рост на 1/3). Вместе с тем определенное беспокойство может вызвать динамика стоимости отраслевых активов. Как показывают расчёты, обновление ТЭС и ввод нескольких новых энергоблоков АЭС позволяют лишь затормозить процессы обесценения производственных средств электроэнергетики, но не переломить этот негативный тренд.

Прогнозируемая для базового сценария динамика НВВ электроэнергетики обеспечит стабилизацию реальной среднотпускной цены электроэнергии на уровне 295 коп/(кВт · ч) с возможностью ее небольшого снижения к концу периода (табл. 7.4). Запуск программы обновления действующих генерирующих мощностей

Таблица 7.3. Основные финансовые показатели развития электроэнергетики в базовом сценарии, млрд руб. 2015 г. [по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	Год									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Денежный поток	553	582	593	621	671	701	710	734	754	782
Добавленная стоимость	832	894	894	901	966	978	998	1030	1032	1056
Налоговые отчисления	158	165	166	172	182	189	190	195	199	204
Стоимость активов	7371	7204	7029	6886	6812	6852	6923	6982	6952	6892

Таблица 7.4. Динамика цен на электроэнергию в базовом сценарии, коп. 2015 г./(кВт · ч) [по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	Год									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Среднотпускная цена электроэнергии	293	297	298	296	294	294	294	293	288	282
В том числе:										
составляющая генерации	174	178	179	178	178	181	183	184	182	177
составляющая сетей	105	105	105	104	102	99	97	95	93	92
составляющая сбыта	14	14	14	14	14	14	14	14	13	13
Темп роста среднотпускной цены электроэнергии	—	1,014	1,003	0,993	0,994	1,002	0,999	0,996	0,981	0,983
Темп роста цены генерации	—	1,018	1,006	0,994	1,003	1,014	1,010	1,001	0,981	0,988
Темп роста цены передачи	—	1,001	0,999	0,991	0,978	0,973	0,981	0,986	0,979	0,973

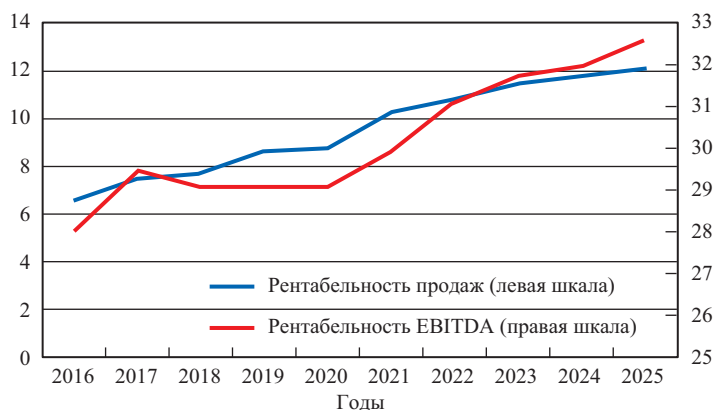


Рис. 7.3. Показатели рентабельности электроэнергетики в базовом сценарии, % [по данным ИНЭИ РАН]

ТЭС приведет к росту цены генерации (которую можно рассматривать как необходимую среднеотпускную оптовую цену электроэнергии) после 2020 г. Однако этот рост будет полностью компенсирован снижением сетевой компоненты конечного тарифа. Таким образом, базовый сценарий развития электроэнергетики отвечает целевому требованию по сдерживанию роста тарифной нагрузки на потребителей не выше инфляции; более того, в реальном выражении необходимая цена к 2025 г. снизится почти на 2 % по сравнению с отчетной.

При такой ценовой динамике в электроэнергетической отрасли можно обеспечить умеренный рост показателей рентабельности (рис. 7.3). Так, рентабельность продаж («чистая прибыль/выручка») вырастет с 6,5 до 12 % к 2025 г. Заметно улучшится и среднеотраслевая рентабельность EBITDA, исчисляемая как отношение EBITDA к выручке. Стабильный рост показателей рентабельности обеспечит субъектам электроэнергетики дополнительный потенциал финансовых ресурсов для более глубокого и капиталоемкого технического обновления.

Выполненные расчёты показывают принципиальную реализуемость умеренного технического обновления отрасли даже в условиях сдерживания роста цены электроэнергии по инфляции. При этом рост масштаба инвестиционных решений, несмотря на их низкую инновационность, благоприятно сказывается на динамике финансовых и рейтинговых показателей отрасли.

Однако следует подчеркнуть, что достижение в рамках рассмотренного сценария приемлемых результатов как для отраслевых игроков, так и для потребителей возможно *лишь при сочетании таких условий*, как низкие темпы роста спроса на электроэнергию, фактическое «замораживание» внутренних цен газа, сравнительно «дешевая» стоимость кредитных ресурсов (не более 10—11 % годовых), отказ от активного внедрения ВИЭ и проектов по переходу на газотурбинные и парогазовые технологии. Влияние этих факторов на адаптивные возможности электроэнергетики рассматривается ниже.

2. Прогноз ценовых и финансовых показателей отрасли для условий консервативного и целевого сценариев

Наряду с базовым сценарием была проведена оценка ценовых последствий адаптации отрасли к изменяющимся внешним условиям при реализации двух других сценариев развития экономики и энергетики страны: консервативного и целевого. Применительно к электроэнергетике данные сценарии характеризуются следующим образом:

а) консервативный сценарий предусматривает еще более медленный, чем базовый, рост спроса (в среднем 0,7 % в год) при сохранении низких цен топлива и низкой доступности прогрессивных технологий в тепловой генерации;

б) целевой сценарий, напротив, предполагает более оптимистические темпы роста электропотребления (в среднем 1,7 % в год), высокие цены топлива, возможности для более широкого применения новых технологий в тепловой генерации, а также более активное развитие неуглеродной энергетики (прежде всего, на базе ВИЭ).

Производственная и инвестиционная программа для финансово-экономических расчётов сформирована на основе соответствующих показателей целевого и консервативного сценариев, представленных в [1]. Переход от базового к одному из двух описанных выше сценариев оказывает существенное влияние на структуру и динамику капиталовложений в электроэнергетике.

Как показано на рис. 7.4, при адаптации к условиям консервативного сценария происходит относительное «сжатие» инвестиционной программы ТЭС и ГЭС из-за более низкого спроса, чем в базовом сценарии. Снижаются и потребности нового сетевого строительства. В целом по отрасли годовые объёмы капиталовложений уменьшатся не более чем на 10 %, а в среднем за период — около 5 % (табл. 7.5).

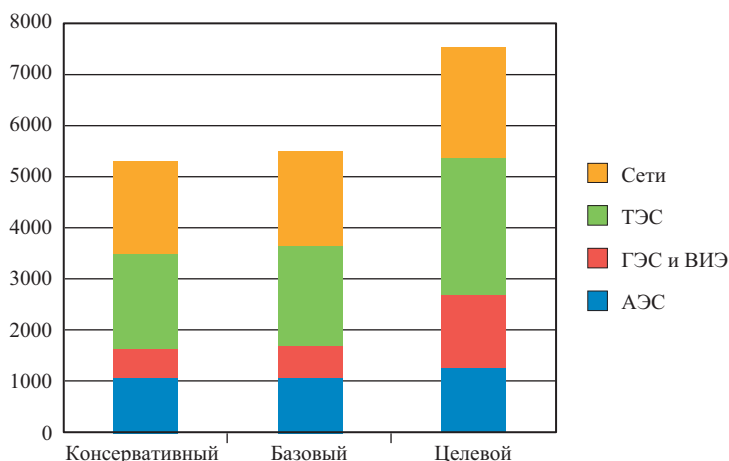


Рис. 7.4. Суммарный объём капиталовложений в период до 2025 г. и его структура по сегментам отрасли в альтернативных сценариях развития электроэнергетики, млрд руб. 2015 г. [по данным ИНЭИ РАН]

Таблица 7.5. Относительные изменения инвестиционных потребностей электроэнергетики в сравнении с базовым сценарием, % [по данным ИНЭИ РАН]

Сегмент электроэнергетики	Год									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<i>Консервативный сценарий</i>										
ТЭС	—	—	—	–4	–4	–4	–2	–4	–7	–12
АЭС	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ГЭС и ВИЭ	—	—	–4	–8	–11	–15	–23	–25	–21	–23
Сети	—	—	—	—	—	–4	–3	–5	–7	–10
Электроэнергетика всего	—	—	–1	–2	–3	–4	–3	–5	–7	–10
<i>Целевой сценарий</i>										
ТЭС	—	—	—	43	38	41	37	40	46	53
АЭС	—	—	—	—	50	54	17	6	53	13
ГЭС и ВИЭ	—	—	4	13	69	224	358	542	656	486
Сети	—	—	—	—	—	21	18	24	38	47
Электроэнергетика всего	—	—	1	11	34	50	46	53	78	72

При адаптации к условиям целевого сценария увеличивается объём капиталовложений в сектор неуглеродных технологий генерации: АЭС и особенно ВИЭ, где годовые объёмы капиталовложений после 2020 г. в 3,5—6,5 раза превышают уровень базового сценария. Также заметно (на 40—50 % по годам в период после 2020 г.) возрастают капиталовложения в тепловую энергетику. Это связано с изменением структуры инвестиционных решений в целевом сценарии. Во-первых, ускоренный рост спроса потребует больших объёмов ввода новых мощностей ТЭС (в том числе для резервирования мощности ВИЭ). Во-вторых, в условиях более быстрого роста цен газа при одновременном снижении рисков по доступности и стоимости газовых турбин различных классов около 25 ГВт мощностей действующих ТЭС могут пройти более капиталоемкое техническое перевооружение с заменой на современные типы оборудования. В целом по отрасли годовые объёмы капиталовложений в целевом сценарии уже к 2020 г. могут превысить уровень базового сценария на 50 %, а к 2025 г. этот разрыв превысит 70 %.

На основе прогноза капиталовложений были проведены финансово-экономические расчёты НВВ для каждого из сценариев развития отрасли. Разница в объёмах необходимой выручки в целом по электроэнергетике и отдельным сегментам в сравнении с исходным (отчетным) годом представлена на рис. 7.5. Относительные изменения НВВ в консервативном и целевом сценариях относительно базового показаны в табл. 7.6.

Консервативный сценарий в части динамики отраслевой НВВ примерно соответствует базовому (годовые отклонения не превышают 1—3 %). В целевом сценарии, напротив, происходит интенсивный рост НВВ во всех сегментах электроэнергетики. В целом за прогнозный период необходимая выручка ГЭС и ВИЭ вырастет в 2 раза,

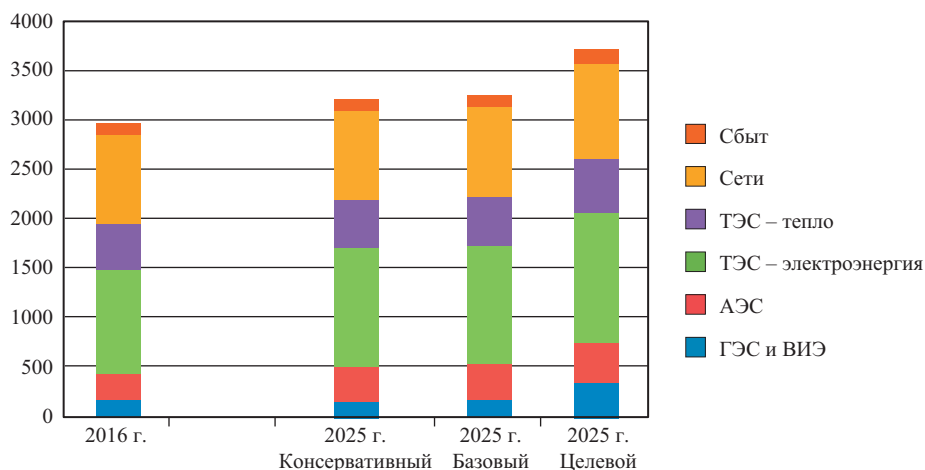


Рис. 7.5. Изменение НВВ к 2025 г. и ее структура по сегментам отрасли в альтернативных сценариях развития электроэнергетики, млрд руб. 2015 г. [по данным ИНЭИ РАН]

Таблица 7.6. Относительные изменения НВВ электроэнергетики в сравнении с базовым сценарием, % [по данным ИНЭИ РАН]

Сегмент электроэнергетики	Год									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<i>Консервативный сценарий</i>										
Электроэнергетика, всего	0	0	0	0	-3	-3	-2	-1	0	-1
В том числе:										
ГЭС и ВИЭ	0	0	-1	-2	-3	-5	-7	-8	-11	-12
АЭС	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1
ТЭС, всего	0	-2	-4	-4	-5	-2	-2	-2	-1	-1
В том числе:										
электроэнергия	0	-2	-6	-5	-7	-3	-2	-2	-1	-1
тепло	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сети	0	0	-1	-1	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Сбыт	0	0	-2	-1	-1	-1	-1	0	1	0
<i>Целевой сценарий</i>										
Электроэнергетика, всего	0	0	1	1	0	2	5	7	11	14
В том числе:										
ГЭС и ВИЭ	0	1	2	12	2	4	14	35	66	89
АЭС	0	3	0	0	16	16	12	14	14	15
ТЭС, всего	0	-1	-4	-2	-2	2	4	5	7	10

Окончание табл. 7.6

Сегмент электроэнергетики	Год									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
В том числе:										
электроэнергия	0	-2	-5	-3	-4	1	4	4	7	10
тепло	0	0	0	1	3	4	6	7	8	9
Сети	0	0	-1	-1	-2	-1	1	2	4	6
Сбыт	0	0	-1	0	2	4	6	9	12	16

АЭС — в 1,6 раза, ТЭС — на 20 %. Более того, в отличие от базового сценария, в целевом вырастет и НВВ сетевого комплекса ввиду повышенных расходов на подключение к сети новых мощностей и интеграцию значительного объема ВИЭ. В целом по отрасли разница с базовым сценарием остается небольшой в период до 2020 г., однако в следующем пятилетии разрыв в уровне НВВ между двумя сценариями нарастает до 14 % в 2025 г.

Реализация целевого сценария спроса обеспечит значительно больший макроэкономический и бюджетный эффект, чем базовый сценарий (рис. 7.6, табл. 7.7). Добавленная стоимость в электроэнергетике в целевом сценарии к 2025 г. увеличится на 65 % и к 2025 г. почти на треть превысит значение аналогичного показателя для базового сценария развития. Налоговые отчисления отрасли за тот же период также вырастут более чем в 1,5 раза. Более того, в отличие от базового сценария, в целевом будет устойчиво расти стоимость активов электроэнергетики — в целом за период на 17 %, достигая 8,6 трлн руб., что на 25 % выше аналогичного

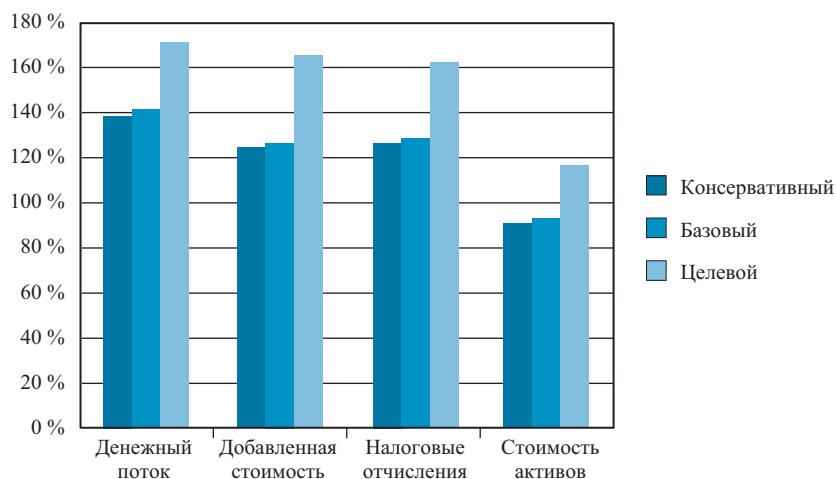


Рис. 7.6. Различия в динамике основных показателей макроэкономического и бюджетного эффекта в альтернативных сценариях развития электроэнергетики, накопленный рост к 2025 г., % [по данным ИНЭИ РАН]

Таблица 7.7. Относительные изменения показателей макроэкономического и бюджетного эффекта в электроэнергетике в сравнении с базовым сценарием, % [по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	Год									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<i>Консервативный сценарий</i>										
Денежный поток	0	0	0	0	-8	-6	-4	-3	-1	-1
Добавленная стоимость	0	0	0	-1	-7	-5	-3	-2	-2	-1
Налоговые отчисления	0	0	0	0	-7	-6	-3	-3	-1	-1
Стоимость активов	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-2
<i>Целевой сценарий</i>										
Денежный поток	0	0	2	3	3	3	5	8	15	21
Добавленная стоимость	0	0	2	3	0	4	11	17	24	30
Налоговые отчисления	0	1	2	3	3	4	6	11	18	25
Стоимость активов	0	0	0	1	3	8	11	15	21	25

значения для базового сценария. Консервативный сценарий по своим характеристикам макроэкономического и бюджетного эффектов примерно соответствует базовому — отклонения в основных финансовых показателях отрасли не превышают нескольких процентов.

Рассматриваемые сценарии развития электроэнергетики приведут к принципиально разным ценовым последствиям (рис. 7.7). Как было показано выше, параметры базового сценария способны обеспечить стабилизацию среднееотпускной (конечной) цены электроэнергии в период до 2023 г. (в немалой степени за счёт «нулевого» реального роста цен газа) с последующим снижением цены почти на 4 % — до 282 коп/(кВт · ч). Таким образом, среднегодовой рост цены составит -0,4 %.

В консервативном сценарии масштаб снижения эксплуатационных затрат и капиталовложений будет более значимым, чем снижение объёмов спроса. Это обеспечит ещё большее снижение цены к 2025 г. — с 293 до 278 коп/(кВт · ч) в ценах 2015 г., а среднегодовой темп составит -0,6 %. В рамках целевого сценария за счёт более быстрого роста топливных затрат, а также инвестиционных расходов, несмотря на более высокий уровень спроса, среднееотпускная цена будет расти в среднем на 1,1 % в год. К 2025 г. она достигнет 324 коп/(кВт · ч), что на 10,5 % выше уровня 2016 г.

Соответственно, различным будет и влияние сценарных условий по спросу на изменение ключевых рейтинговых показателей электроэнергетики (рис. 7.8). В консервативном сценарии их динамика примерно соответствует базовому, причем в обоих сценариях к концу периода возникает избыточный по отношению к инвестициям денежный поток, что говорит о недоиспользовании потенциала инвестирования. Напротив, реализация целевого сценария обеспечит гораздо более сильный рост рентабельности отрасли, а соотношение денежного потока и инвестиций

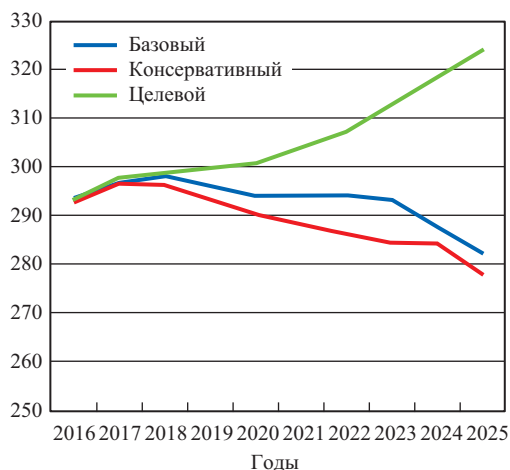


Рис. 7.7. Динамика среднеотпускной (конечной) цены электроэнергии при варьировании сценарных условий, коп. 2015 г./кВт·ч [по данным ИНЭИ РАН]

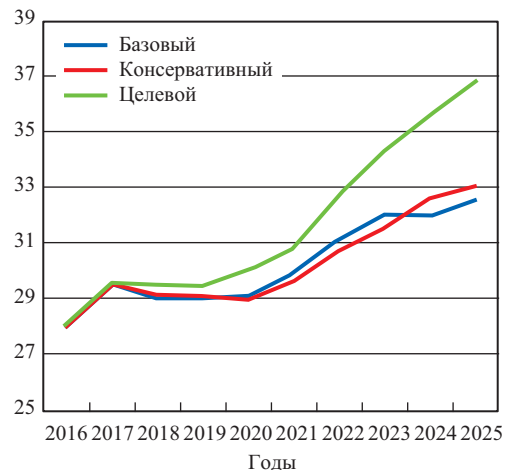


Рис. 7.8. Динамика рентабельности EBITDA электроэнергетики при варьировании сценарных условий, % [по данным ИНЭИ РАН]

после нескольких лет пребывания в «отрицательной зоне» (ниже 1) к концу периода достигнет оптимального значения — примерного равенства этих показателей.

Выполненные расчёты показывают, что адаптация к консервативному сценарию развития пройдет для отрасли и потребителей безболезненно ввиду несущественных отличий от условий базового сценария. Напротив, переход к целевому сценарию при одновременном изменении ценовой политики на газовом рынке повлечет за собой гораздо более заметный рост необходимой цены электроэнергии сверх инфляции. В рамках адаптации к данному сценарию особенно важно акцентировать управленческие усилия на повышении эффективности прогнозно-плановой и оперативной деятельности на всех уровнях управления электроэнергетикой.

3. Анализ влияния отдельных факторов на динамику цен электроэнергии и финансовые показатели отрасли при переходе от базового к целевому сценарию

Как было показано в [1], переход электроэнергетики от базового к целевому сценарию развития осуществляется *при одновременном изменении* целого ряда факторов: темпов роста электропотребления и цен топлива, улучшения условий по стоимости и доступности современных технологий газовой генерации, а также масштабов поддержки неуглеродной энергетики. Для уточнения возможностей адаптации отрасли к меняющимся балансовым и экономическим условиям и анализа вклада каждого из вышеперечисленных факторов в ценовую динамику были проведены дополнительные исследования изменений ценовых и финансовых показателей электроэнергетики по нескольким вариантам:

- вариант Б — базовый сценарий с соответствующей динамикой спроса, цен топлива и состава инвестиционных решений по обновлению ТЭС;
- вариант Б1 — базовый сценарий при **высоких** ценах топлива, но **без изменения** состава инвестиционных решений по обновлению ТЭС;
- вариант Б2 — вариант Б1 **при изменении** состава инвестиционных решений в пользу современных технологий газовой генерации;
- вариант Б3 — вариант Б2 при дополнительном увеличении **спроса до уровня целевого** сценария и соответствующем дополнительном росте мощности ТЭС;
- вариант Ц, соответствующий целевому сценарию и предусматривающий, в том числе, более масштабное развитие неуглеродной энергетики.

Показатели производственной и инвестиционной программы для «промежуточных» сценариев (Б1—Б3) и целевого (Ц) сформированы в виде отклонений от базового сценария.

Приведенный ниже анализ финансовых и ценовых последствий рассматриваемых вариантов основывается на расчёте инвестиционных потребностей и необходимой валовой выручки каждого отраслевого сегмента (табл. 7.8).

Сформированный при том же составе инвестиционных решений, что и базовый, вариант Б1 совпадает с вариантом Б в части капиталовложений. Увеличение доли

Таблица 7.8. Пофакторное изменение объёмов капиталовложений и НВВ отрасли и тепловой генерации при переходе к целевому варианту в % относительно значений базового варианта [по данным ИНЭИ РАН]

Вариант	Год									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<i>Капитальные вложения</i>										
Б1		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Б2		0	–1	1	7	11	11	12	11	12
Б3		0	0	12	21	34	30	36	37	45
Ц		0	1	11	39	50	46	53	78	72
<i>НВВ электроэнергетики</i>										
Б1		0	0	0	–1	0	2	2	3	3
Б2		0	0	0	–1	1	2	3	4	4
Б3		0	0	1	–2	0	2	5	7	9
Ц		0	1	1	0	2	5	7	11	14
<i>НВВ тепловой генерации</i>										
Б1		0	0	0	1	2	3	3	4	5
Б2		0	0	0	2	4	4	5	6	7
Б3		0	0	1	1	4	6	8	11	14
Ц		0	0	1	1	2	3	4	6	9

замещаемого оборудования при обновлении ТЭС в варианте Б2 приведет к росту годовых объемов капиталовложений в целом по отрасли примерно на 11—12 % к 2025 г., а в целом за период они будут на 7—8 % выше варианта Б. Последующий переход к вариантам Б3 и Ц, в основе которых лежит более высокий целевой сценарий спроса, приведет к еще большему росту инвестиционных потребностей электроэнергетики ввиду необходимости строительства новых генерирующих мощностей. В случае, когда этот переход обеспечивается дополнительными вводами ТЭС (вариант Б3), годовые капиталовложения в 2020—2025 гг. увеличиваются на 30—45 % относительно варианта Б, а в целом за период — на 23 %. Если же прирост необходимой мощности обеспечивается преимущественно за счёт неуглеродной энергетики (вариант Ц), то суммарные капиталовложения возрастают на 37 %, а их годовой объём к 2025 г. — на 72 %.

Через показатели капиталовложений и топливных затрат вышеперечисленные факторы неопределенности влияют и на динамику отраслевой НВВ. При этом из табл. 7.8 и рис. 7.9 видно, что к 2025 г. по сравнению с вариантом Б фактор роста цены топлива увеличивает НВВ отрасли на 3 % (вариант Б1). Его влияние совместно с изменением структуры инвестиционных решений по обновлению ТЭС дополнительно дает чуть менее 1 % роста НВВ (вариант Б2), поскольку рост капиталовложений отчасти компенсируется более низкими топливными затратами. Переход к более высокому уровню спроса и соответствующее увеличение инвестиционной программы приводят к дополнительному росту НВВ на 5 % (вариант Б3), а сдвиг в пользу неуглеродной энергетики — еще на 5 % (вариант Ц).

Высокий удельный вес тепловой генерации в производственной структуре электроэнергетики делает особенно важным анализ изменений в динамике и структуре НВВ именно этого сегмента отрасли при переходе от одного варианта к другому (рис. 7.10).

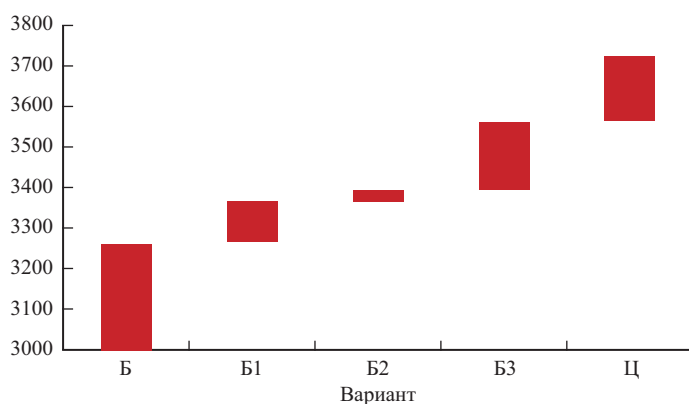


Рис. 7.9. Влияние отдельных факторов на изменение НВВ электроэнергетики в 2025 г. при переходе от базового к целевому сценарию развития отрасли, млрд руб. 2015 г. [по данным ИНЭИ РАН]

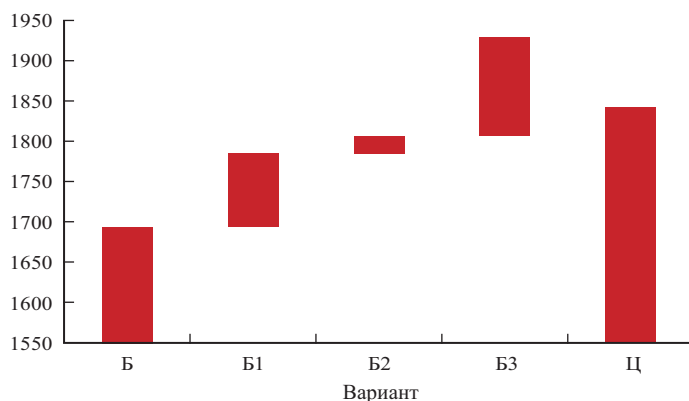


Рис. 7.10. Влияние отдельных факторов на изменение НВВ ТЭС в 2025 г. при переходе от базового к целевому сценарию развития электроэнергетики, млрд руб. 2015 г. [по данным ИНЭИ РАН]

В условиях базового сценария (вариант Б) НВВ тепловой генерации растет за период на 10 % — с 1,55 до 1,7 трлн руб. Этот рост практически полностью обусловлен увеличением инвестиций в реконструкцию действующих ТЭС и соответствующими финансовыми расходами по обслуживанию привлеченных инвестиционных ресурсов. При ускоренном росте цен топлива НВВ ТЭС возрастает относительно варианта Б к 2025 г. на 5 % (вариант Б1). Дополнительное изменение состава инвестиционных решений и рост доли нового оборудования при обновлении ТЭС (вариант Б2) приводят к росту НВВ еще на 2 %. Переход к электропотреблению целевого сценария при дополнительном увеличении необходимой мощности только за счёт ТЭС (вариант Б3) потребует роста НВВ еще на 7 %. В то же время более интенсивное развитие АЭС и ВИЭ в целевом сценарии развития электроэнергетики (вариант Ц) позволит снизить необходимую выручку тепловой генерации на 5 %.

Исходя из различий в НВВ существенно различаются и ценовые последствия влияния каждого из факторов при переходе к целевому сценарию (рис. 7.11). Если в условиях базового сценария развития отрасли (вариант Б) среднеотпускная цена электроэнергии снижается к 2025 г. с 293 до 282 коп/(кВт · ч) (в ценах 2015 г.), то при более высоких ценах топлива (вариант Б1) это снижение будет гораздо меньшим — всего лишь до 289 коп/(кВт · ч). Увеличение доли современного оборудования в обновлении ТЭС и соответствующий рост инвестиционной компоненты (вариант Б2) будут дополнительно препятствовать снижению цены, которая стабилизируется в диапазоне 295—300 коп/(кВт · ч). При этом важно отметить, что все рассматриваемые варианты при базовом уровне электропотребления обеспечивают динамику среднеотпускных цен электроэнергии не выше инфляции.

Варианты, базирующиеся на целевом уровне электропотребления, потребуют роста среднеотпускной цены. В случае, если более высокий спрос обеспечивается ростом тепловой генерации (вариант Б3), среднеотпускная цена растет до

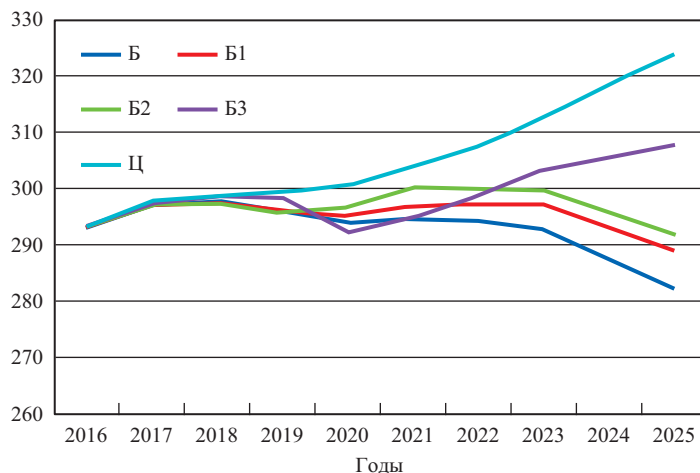


Рис. 7.11. Среднеотпускная (конечная) цена электроэнергии при различных вариантах развития электроэнергетики, коп. 2015 г./кВт · ч [по данным ИНЭИ РАН]

308 коп/(кВт · ч) (среднегодовой реальный рост 0,5 %). Увеличение же доли нетопливной энергетики потребует дополнительного роста цены электроэнергии до 324 коп/(кВт · ч) (среднегодовой реальный рост 1,1 %).

Заключение

Выполненный анализ показывает, что даже на сравнительно небольшом временном горизонте (до 2025 г.) неопределенность основных внешних факторов развития электроэнергетики весьма велика, что отражается в широком «разбросе» ценовых и финансовых показателей отрасли. На горизонте после 2025 г. масштабы этой «зоны неопределенности» будут лишь увеличиваться, а с ними усилятся и макроэкономические последствия. Таким образом, государству, как регулятору электроэнергетического рынка, следует уже в ближайшие годы четко определить технологические приоритеты инвестиционной политики в электроэнергетике и механизмы ее реализации, согласованные с параметрами ценовой политики в отрасли.

В частности, приведенные выше результаты расчетов показывают, что если приоритетом государственной политики будет являться сдерживание роста цены электроэнергии не выше инфляции, то это потребует соответствующего сдерживания роста внутренних тарифов на газ, а также, скорее всего, сведет процесс обновления ТЭС к реконструкции действующих станций без перехода к технологически прогрессивному парогазовому циклу. Переход электроэнергетики на более энергоэффективный, инновационный, диверсифицированный и экологически-ориентированный тренд развития будет сопровождаться ростом необходимой цены электроэнергии (по приведенным выше расчетам — как минимум +1 % над инфляцией). В этой

связи особенно важными являются оценка влияния растущей ценовой динамики на темпы роста экономики и выявление предельной приемлемой ценовой нагрузки на внутренних потребителей электроэнергии.

Список литературы

1. **Макарова А.С., Хоршев А.А., Урванцева Л.В.** Оценка масштабов и затрат при адаптации электроэнергетики к изменению балансовой и ценовой ситуации в период до 2025 года // Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики: сб. / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
2. **Веселов Ф.В., Соляник А.И.** Многоуровневый подход к финансово-экономической оценке параметров ценовой политики государства в электроэнергетике и долгосрочных последствий принимаемых решений // Изв. РАН. Энергетика. 2016. № 4. С. 36—47.
3. **Макарова А.С., Хоршев А.А., Ерохина И.В.** Корректировка параметров среднесрочного развития электроэнергетики с учетом изменившихся условий эффективности обновления ТЭС // Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики: сб. / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
4. **Комплексная** оценка эффективных масштабов обновления тепловых электростанций при обосновании рациональной структуры генерирующих мощностей на перспективу до 2035 г. / Ф.В. Веселов, И.В. Ерохина, А.С. Макарова, А.А. Хоршев // Теплоэнергетика. 2017. № 3. С. 5—14.

8. РАЗВИТИЕ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ В ПОСТКРИЗИСНЫЙ ПЕРИОД

Лукьянов А.С., канд. техн. наук;
Макаров А.А., академик РАН

1. Ресурсная база отрасли

Состояние ресурсной базы следует оценивать не только количественно, но и с учетом различного качества запасов (табл. 8.1), для разработки которых требуются разные налоговые режимы, включая снижение налоговой нагрузки. Все льготные месторождения (залежи) можно условно разделить на трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ), морские месторождения, месторождения в труднодоступных регионах, малые новые месторождения, значительно выработанные месторождения. ТРИЗ требуют использования более сложной технологии воздействия на пласт. Ранее это понятие не имело точного определения, но теперь ТРИЗ можно считать, по Налоговому кодексу, залежи сверхвязкой нефти и залежи, имеющие значение коэффициента добычи (КД) меньше единицы.

Добыча нефти из ресурсов категорий С3 и D не может быть значимой к 2025 г. Как принято, запасы нефти категории С2 считаются подтверждаемыми на 50 %. В табл. 8.1 показаны также запасы в неразрабатываемых залежах разрабатываемых месторождений, так как их ввод облегчен.

2. Развитие добычи нефти

Динамика добычи нефти и газового конденсата в России в период до 2025 г. рассчитана на комплексе SCANNER для оценок диапазона экспортных цен российской нефти, полученных в прогнозах мировых энергетических рынков [1] (рис. 8.1).

В базовом сценарии экономически оправданные размеры добычи соответствуют нижнему уровню цен на нефть и составят около 548 млн т в период до 2022 г. со снижением до 530 млн т в 2025 г. В целевом сценарии при высоких ценах нефти её добыча до 2019 г. растёт быстрее, но снижается после 2020 г., а падение будет меньше, чем в базовом сценарии (рис. 8.2). Добыча нефти в консервативном сценарии до 2025 г. практически не отличается от базового сценария, и поэтому он далее отдельно не рассматривается.

В обоих сценариях размеры добычи до 2025 г. на ещё не открытых месторождениях будут незначительны, а поисковые геолого-разведочные работы в этот период ведутся с прицелом на более отдалённое будущее. Значительные запасы сырья имеются в резервных залежах уже введенных месторождений, а при их раз-

Таблица 8.1. Состояние запасов нефти РФ

Категория	Число залежей	Добыча, млн т		Запасы геологические, млн т		КИН, %	Запасы извлекаемые, млн т	
		с начала разработки	за 2012 г.	A + B + C1	C2		A + B + C1	C2
Российская Федерация, всего	19 669	21 225,3	496,1	81 750,4	44 393,5	38	18 022,4	10 853,3
Коллекторы, содержащие сверхвязкую нефть более 200 мПа · с, но менее 10 000 мПа · с	556	101,8	4,3	2868,1	514,7	30	777,1	140,7
Коллекторы, содержащие сверхвязкую нефть более 10 000 мПа · с	88	26,5	0,6	441,1	138,6	42	169,3	34,8
Коллекторы с проницаемостью не более 2 мД и эффективной нефтенасыщенной толщиной менее 10 м (с выработанностью менее 3 %)	476	0,7	0,2	780,3	2148,7	21	164,9	422,1
Коллекторы с проницаемостью не более 2 мД и эффективной нефтенасыщенной толщиной более 10 м (с выработанностью менее 3 %)	53	0,4	0,0	985,9	3075,8	26	256,9	565,2
НДПИ = 0 баженоские	188	7,4	0,6	1220,0	1016,7	24	288,9	225,8
НДПИ = 0 абалакские	216	134,6	9,3	964,9	675,9	35	249,7	140,9
НДПИ = 0 хадумские	20	0,3	0,0	19,9	54,0	17	3,2	9,4
НДПИ = 0 доманиковые	28	4,0	0,3	29,4	82,3	37	8,4	25,3
НДПИ = 0 баженоские, абалакские, хадумские, доманиковые	452	147,8	10,3	2239,0	1829,7	29	551,1	401,6
КД = 0,8 Тюменские продуктивные отложения	1017	136,4	21,7	4613,6	7472,4	27	1146,2	1657,1
Шельфы	208	95,5	12,2	1923,6	2326,9	34	595,7	580,7
При выработанности запасов выше 0,8	1372	12 653,0	82,7	15 542,6	188,0	49	1215,5	48,0
Малые новые месторождения	2284	5,1	1,2	1683,9	2142,1	30	495,8	540,3
Труднодоступные	1160	296,4	49,0	11 276,0	17 812,1	32	3419,0	4158,9
Неразрабатываемые залежи разрабатываемых месторождений	6388	9,9	0,0	4944,4	10 531,0	26	1295,5	2465,6

Источник: [2] по нефти на 01.01.2013, расчёты ИНЭИ РАН.

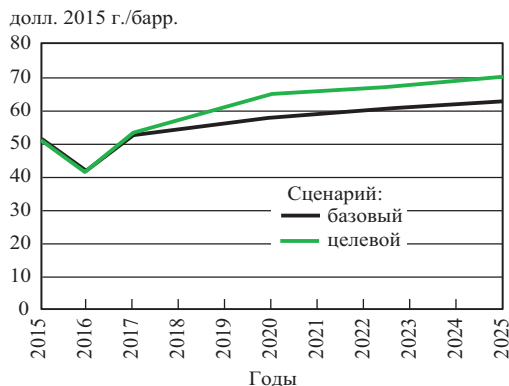


Рис. 8.1. Сценарии мировой цены нефти Urals, долл. 2015 г./барр. по данным [1]

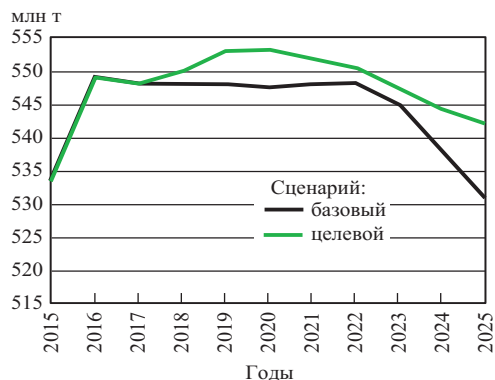


Рис. 8.2. Сценарии добычи нефти и конденсата в РФ, млн т/год [по данным ИНЭИ РАН]

работке не нужно тратиться на инфраструктуру. Добыча из таких залежей достигнет в 2025 г. 68—72 млн т. Добыча нефти на месторождениях, не имеющих налоговых льгот, вырастет до 370—379 млн т в 2025 г. и достигнет 74 против 67 % в 2016 г.

Размеры добычи нефти и газового конденсата по основным нефтедобывающим районам страны по сценариям представлены в табл. 8.2 и на рис. 8.3.

В последние годы добыча нефти в Западной Сибири падает, но потенциал региона не исчерпан. Освоение значительных неразрабатываемых запасов средних и мелких месторождений позволит увеличить здесь добычу до 309—317 млн т в 2025 г. (по

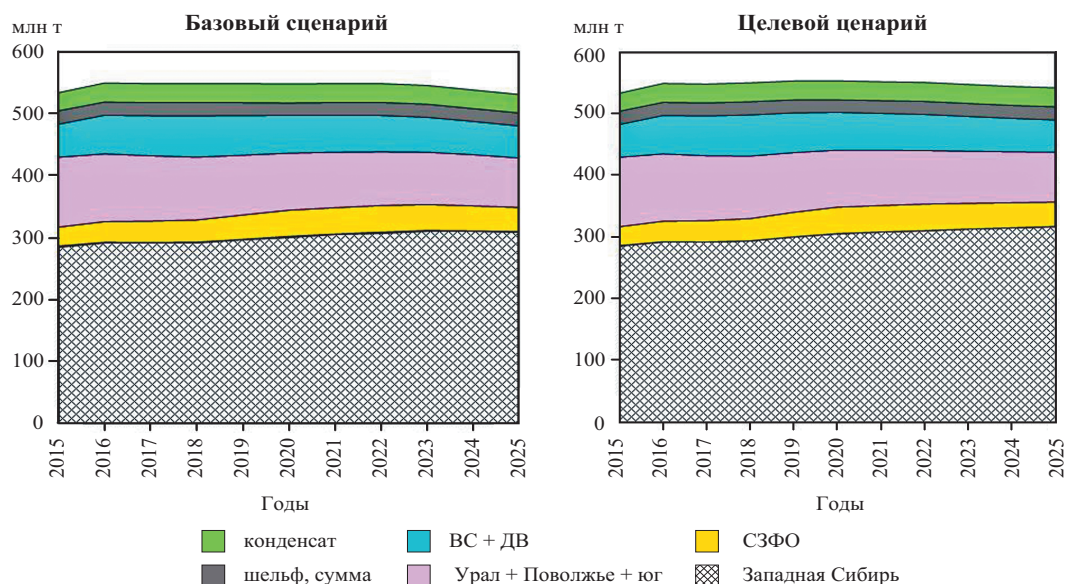


Рис. 8.3. Структура добычи нефти по регионам, млн т [по данным ИНЭИ РАН]

Таблица 8.2. Прогноз добычи нефти и газового конденсата по регионам, млн т [по данным ИНЭИ РАН]

Регион	Год										
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Российская Федерация (нефть с газовым конденсатом)	533,2	549,0	548,0	548	548	548	548	548	545	538	530
Конденсат	29,1	30,5	30,6	30,6	30,6	30,6	30,5	30,3	30,1	30,0	29,8
Нефть (без конденсата)	504,0	518,4	517,4	517	517	517	518	518	515	508	501
Северо-Западный ФО	31,0	33,6	34,9	36,1	39,6	42,4	42,8	43,1	41,9	40,5	39
Республика Коми	15,9	16,0	15,7	15,5	14,9	14,3	13,9	13,6	13,2	12,8	12,2
Ненецкий АО	15,1	17,60	19,1	20,6	24,7	28,1	28,8	29,5	28,8	27,7	26,8
Урало-Волжский и южные регионы	112,7	109,4	105,4	101,3	96,5	91,9	89,4	86,7	84,4	82,6	79,8
Западная Сибирь	285,9	292,2	291,8	292	297	302	306	309	311	311	310
Восточная Сибирь и Дальний Восток	53,1	62,3	64,6	66,6	64,0	61,0	59,6	58,6	56,4	53,7	51,5
В том числе:				66,8	64,5	61,4	59,9	58,7	56,5	54,4	52,3
Восточная Сибирь	48,1	56,2	58,4	60,3	57,9	55,2	53,8	52,8	50,9	48,7	46,8
о. Сахалин — суша	5,05	6,14	6,2	6,3	6,1	5,8	5,8	5,8	5,5	5,0	4,8
Шельф, всего	21,2	20,9	20,8	21,0	20,5	19,7	20,3	20,8	20,9	20,6	20,8
В том числе:				21,2	20,9	20,1	20,5	20,9	21,0	20,9	21,4
Северные моря	0,05	0,20	0,6	1,0	1,3	1,6	2,5	3,4	4,3	5,0	5,9
Охотское море	11,3	11,0	10,7	10,7	10,2	9,6	9,5	9,4	9,1	8,5	8,3
Каспийское море	9,8	9,7	9,4	9,3	9,0	8,6	8,3	8,1	7,6	7,0	6,7

Примечание. Верхнее значение — базовый, нижнее значение — целевой сценарий.

рассмотренным сценариям). Вторым по важности большим регионом добычи нефти является европейская часть Российской Федерации: зрелая Урало-Волжская провинция со снижающейся добычей и Тимано-Печорская провинция (Северо-Западный федеральный округ), где добыча достигает максимума (43 млн т) в 2022 г. Новый регион добычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке уже близок к стабильному уровню.

Добыча нефти на шельфе будет стабильна, но на Каспийском и других южных морях, а также в Охотском море снижается. Добыча в Арктических морях может достигнуть 6 млн т к 2025 г. (табл. 8.2 и рис. 8.3).

В табл. 8.3 приведены данные прогноза добычи нефти в 2025 г. по месторождениям в порядке убывания (40 крупнейших из 2922 рассмотренных). Для сравнения приведены данные по добыче на тех же месторождениях в 2012 г. (по данным [2]) и их порядковый номер по объёмам добычи. Из 40 месторождений 22 имели в 2012 г. добычу нефти менее 1 млн т (в сумме — 3 млн т), а в 2025 г. могут дать в сумме 110 млн т. Месторождения, имевшие добычу в 2012 г. более 1 млн т (в сумме 157 млн т), всё ещё будут давать 131 млн т в 2025 г.

**Таблица 8.3. Месторождения с наибольшей добычей в 2025 г.
Целевой сценарий [расчёты ИНЭИ РАН по данным [2]]**

Месторождение	2012 г.		2025 г.		2025 / 2012 г.
	Номер	Добыча (отчётные данные), млн т	Номер	Добыча (прогнозные значения), млн т	
Приобское-Н, ХМАО	1	37,7	1	25,2	0,7
Красноленинское-НГК, ХМАО	6	7,9	2	23,4	3,0
Самотлорское-НГК, ХМАО	2	23,1	3	20,5	0,9
Уренгойское-НГК, ЯНАО		0,3	4	13,2	44,2
Приразломное-Н, ХМАО	7	7,5	5	11,4	1,5
Юрубчено-Тохомское-НГК, Красноярский край		0,1	6	10,7	
Салымское-Н, ХМАО	101	0,8	7	8,6	10,6
Новопортовское-НГК, ЯНАО		0,0	8	8,2	
Ромашкинское-Н, Республика Татарстан*	3	15,2	9	7,9	0,5
Куюмбинское-НГК, Красноярский край		0,0	10	7,4	
Восточно-Мессояхское-НГК, ЯНАО		0,0	11	7,1	
Ямбургское-НГК, ЯНАО		0,0	12	6,8	
Северо-Комсомольское-НГК, ЯНАО		0,0	13	6,1	
Ванкорское-НГК, Красноярский край	15	5,8	14	6,0	1,0
Имилорское + Зап. Имилорское-Н, ХМАО		0,0	15	5,7	

Окончание табл. 8.3

Месторождение	2012 г.		2025 г.		2025 / 2012 г.
	Номер	Добыча (отчётные данные), млн т	Номер	Добыча (прогнозные значения), млн т	
Федоровское-НГК, ХМАО	5	8,1	16	4,9	0,6
Верхнечонское-НГК, Иркутская область	8	7,0	17	4,8	0,7
Среднеботуобинское-НГК, Республика Саха (Якутия)		0,0	18	4,6	
Вынгапуровское-НГК, ЯНАО*	24	3,5	19	4,2	1,2
Талаканское-НГК, Республика Саха (Якутия)	11	6,2	20	3,7	0,6
им. В. Филановского-НГК, шельф Каспийского моря		0,0	21	3,4	
Аркутун-Дагинское-НГК, шельф Охотского моря		0,0	22	3,4	
Западно-Мессояхское-НГК, ЯНАО		0,0	23	3,0	
Тарасовское-НГК, ЯНАО	90	1,0	24	2,9	3,0
им. Шпильмана В.И. (Северо-Рогожниковское)-Н, ХМАО		0,0	25	2,8	
Малобалыкское-Н, ХМАО	4	11,7	26	2,6	0,2
Советское-Н, Томская область*		2,0	27	2,5	1,2
Долгинское-Н, шельф Баренцева моря		0,0	28	2,5	
Рогожниковское-Н, ХМАО	26	3,3	29	2,5	0,8
Пильтун-Астохское-НГК, шельф Охотского моря	23	3,7	30	2,5	0,7
Оренбургское-НГК, Оренбургская область		0,8	31	2,4	3,0
Тайлаковское-Н, ХМАО	20	4,3	32	2,3	0,5
им. Романа Требса-Н, НАО		0,0	33	2,3	
Северо-Самбургское-Н, ЯНАО		0,0	34	2,2	
Западно-Песцовое-НГК, ЯНАО		0,0	35	2,2	
Комсомольское-НГК, ЯНАО	50	1,8	36	2,2	1,2
Тобойско-Мядсейское-Н, НАО**		0,4	37	2,2	5,3
Харьягинское-Н, НАО	21	3,9	38	2,2	0,6
Восточно-Сургутское-Н, ХМАО	22	3,8	39	2,1	0,6
им. Анатолия Титова-Н, НАО		0,0	40	2,1	

* Частично расположено в другом субъекте РФ.

** Частично расположено на шельфе Баренцева моря.

Наибольшее число месторождений с высокой добычей останется в Ханты-Мансийском автономном округе (12 месторождений с суммарной добычей 112 млн т), затем следует Ямало-Ненецкий автономный округ (11 месторождений с суммарной добычей 6,6 млн т в 2012 г. и 58 млн т в 2025 г.). В Восточной Сибири и Республике Саха шесть месторождений могут добывать в 2025 г. 37 млн т нефти. В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции четыре месторождения могут добывать в 2025 г. 9 млн т нефти (в 2012 г. добывали 4 млн т).

Более половины добычи нефти в 2025 г. будет добываться из месторождений с годовой добычей менее 2 млн т.

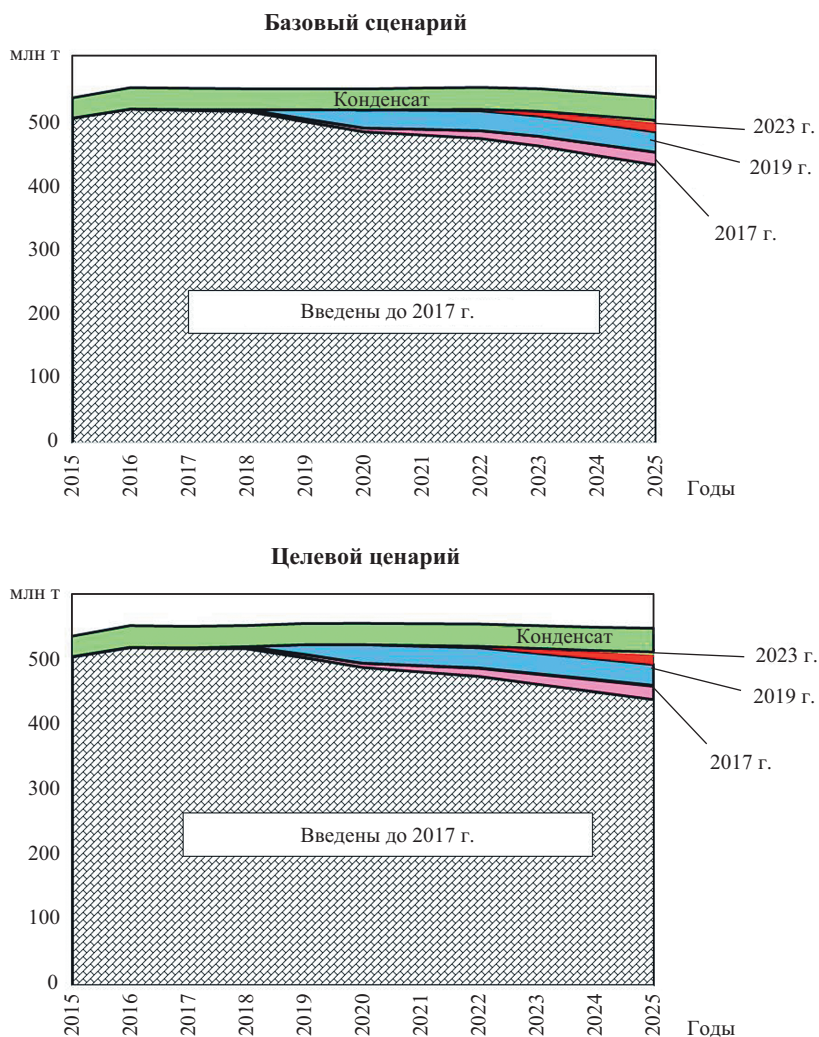


Рис. 8.4. Добыча по годам ввода залежей, млн т

При определении динамики добычи нефти на месторождении учитывались не только остаточные извлекаемые запасы (по залежам) нефти, но и удаленность месторождения, удельные затраты (капитальные и операционные), а также налоговая нагрузка. Выбирались динамики добычи по залежам, доставляющие максимальный чистый дисконтированный доход (ЧДД) при условии его положительности.

Структура добычи по годам ввода месторождений и залежей показывает, что наиболее важные вводы могут произойти в 2019 и 2023 гг. (рис. 8.4). Значительную долю добычи нефти дадут трудноизвлекаемые запасы — ТРИЗ (рис. 8.5).

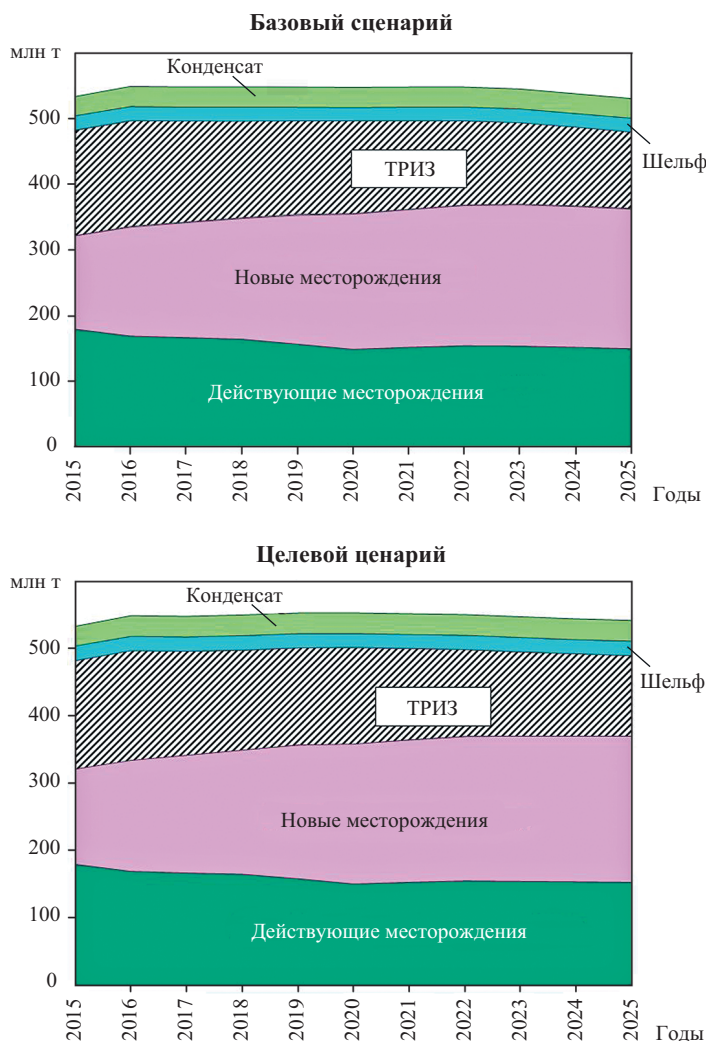


Рис. 8.5. Структура добычи нефти, млн т

Когда при негибком налогообложении [только налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и экспортная пошлина] появилась необходимость стимулировать разработку проблемных запасов, были приняты законы о льготах для определённых месторождений и залежей. Льгота обычно предоставляется на определённый срок и с ограничением по добыче. На рис. 8.6 видно, как будет уменьшаться льготная добыча — после 2023 г. многие месторождения потеряют льготы.

Особый случай составляют льготы по НДПИ для месторождений с выработанностью более 80 %. Они дают возможность продолжать добычу нефти, хотя при стандартном налогообложении это может привести к убыткам.

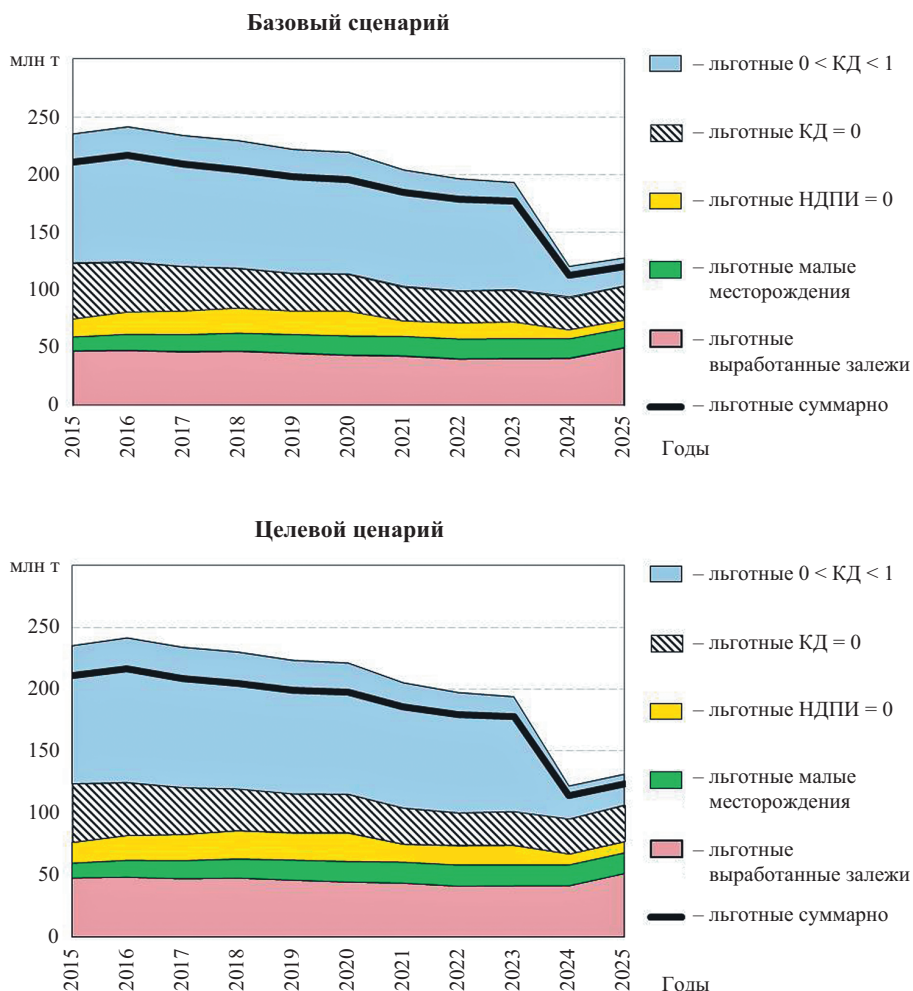
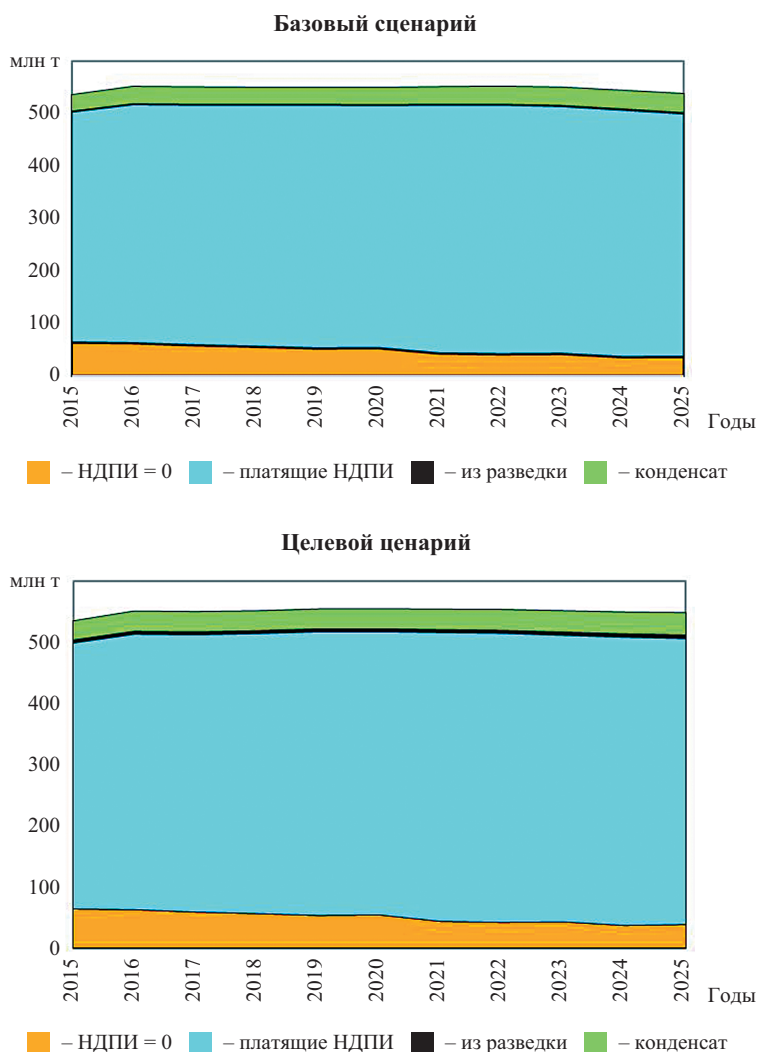


Рис. 8.6. Добыча нефти с льготным НДПИ, млн т

Небольшая часть ТРИЗ освобождены от уплаты НДС полностью (рис. 8.7). Между тем, именно гибкая налоговая политика — не только для ТРИЗ, но и для остальных месторождений — с переходом к налогообложению не ресурсов в недрах, а финансовых результатов их разработки (налог на добавленный доход — НДС) является главным средством адаптации добычи углеводородов к неопределённости внешних и внутренних рынков. Долго готовящийся Минфин и Минэнерго эксперимент с введением налога на добавленный доход при добыче нефти ещё не запущен, и поэтому не приходится ожидать заметного влияния его результатов на добычу нефти в период до 2025 г.



3. Финансово-экономические показатели

Прогнозная добыча нефти требует роста капитальных вложений из-за ухудшения горно-геологических условий и её перемещения в отдалённые районы (рис. 8.8).

Операционные затраты на добычу повысятся ввиду роста обводнённости и уменьшения дебитов скважин вводимых месторождений и залежей (рис. 8.9). Добыча из старых месторождений падает к 2025 г. до 428 млн т и будет восполняться из новых месторождений.

Результаты расчётов финансовых показателей развития нефтяной отрасли России, включая нефтепереработку (см. [3]), приведены в табл. 8.4. Структура экспортных пошлин и акцизов на нефть и нефтепродукты дана в табл. 8.5. В табл. 8.6 показаны располагаемый доход нефтяной отрасли и его распределение. Структура операционных расходов приведена в табл. 8.7. Активы и другие характеристики нефтяной отрасли представлены в табл. 8.8, рейтинговые показатели нефтяной отрасли — в табл. 8.9.

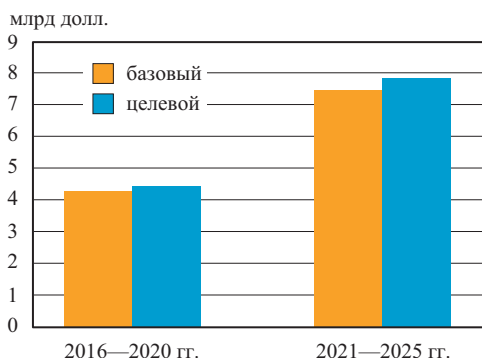


Рис. 8.8. Капиталовложения в добычу нефти по сценариям, млрд долл. [по данным ИНЭИ РАН]

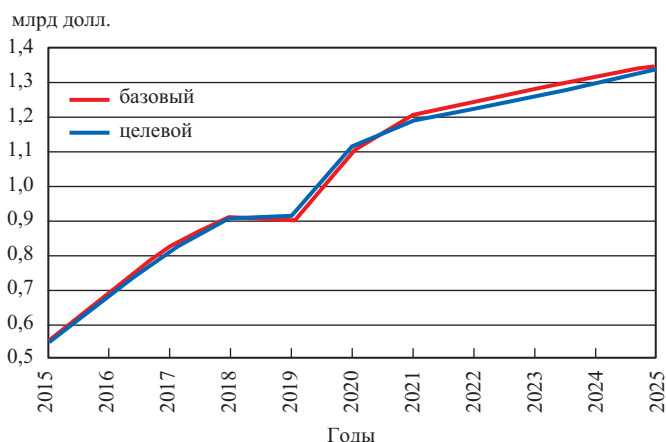


Рис. 8.9. Операционные затраты на добычу нефти, млрд долл. [по данным ИНЭИ РАН]

Таблица 8.4. Выручка отрасли, трлн руб. 2015 г. [по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	Годы												
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2016— 2020	2021— 2025
Выручка отрасли	15,0	11,2	11,5	11,8 12,2	11,9 12,6	12,1 13,1	13,4 14,4	14,4 15,3	15,8 16,7	16,5 17,6	16,7 17,9	58,5 60,4	76,8 81,8
В том числе:													
выручка на внутреннем рынке	4,2	3,3	3,4	3,5 3,5	3,5 3,6	3,7 3,7	4,0 4,0	4,4 4,4	4,9 4,9	5,5 5,5	6,6 6,6	17,4 17,4	25,3 25,4
выручка от экспорта:	10,8	7,9	8,1	8,3 8,6	8,4 9,0	8,4 9,3	9,4 10,4	10,0 10,9	10,9 11,8	11,1 12,1	10,1 11,3	41,1 43,0	51,4 56,4
от экспорта нефти	7,1	5,5	5,6	5,8 6,1	5,9 6,5	6,0 7,0	6,3 7,3	6,6 7,5	7,3 8,2	7,4 8,4	7,4 8,5	28,8 30,7	35,0 39,9
от экспорта нефте- продуктов	3,7	2,4	2,5	2,5 2,5	2,5 2,5	2,4 2,4	3,1 3,1	3,3 3,3	3,5 3,5	3,7 3,7	2,8 2,8	12,3 12,3	16,5 16,5

Примечание. В числителе — базовый, в знаменателе — целевой сценарий.

Таблица 8.5. Структура экспортных пошлин и акцизов, трлн руб. 2015 г. [по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	Годы												
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2016— 2020	2021— 2025
Выплата экспортных пошлин, всего	2,0	1,2	1,3	1,3 1,4	1,3 1,5	1,4 1,6	1,7 1,9	1,8 2,0	1,8 2,1	1,9 2,1	1,8 2,1	6,5 7,0	8,9 10,1
В том числе:													
экспортные пошлины на нефть	1,4	1,0	1,1	1,2 1,2	1,2 1,4	1,2 1,5	1,3 1,6	1,4 1,6	1,4 1,7	1,5 1,7	1,5 1,7	5,7 6,2	7,1 8,3
экспортные пошлины на нефтепродукты	0,7	0,3	0,2	0,1 0,1	0,1 0,1	0,1 0,1	0,3 0,3	0,4 0,4	0,4 0,4	0,4 0,4	0,3 0,3	0,8 0,8	1,8 1,8
Выплата акцизов всего	1,5	1,4	1,3	0,9 0,9	0,9 0,9	0,6 0,6	0,6 0,6	0,6 0,6	0,6 0,6	0,7 0,7	0,6 0,6	5,2 5,2	3,2 3,2

Примечание. В числителе — базовый, в знаменателе — целевой сценарий.

Таблица 8.6. Располагаемый доход нефтяной отрасли и его распределение, трлн руб. 2015 г. [по данным ИНЭИ РАН]

Распределение дохода на производство	Годы												
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2016— 2020	2021— 2025
Располагаемый доход (выручка без экспортной пошлины и акциза)	11,5	8,5	8,9	9,6	9,6	10,1	11,1	12,0	13,3	14,0	14,3	46,8	64,7
Затраты отрасли, всего*	7,0	5,2	7,3	7,7	7,9	8,4	8,8	9,0	9,9	10,6	10,7	36,5	49,0
Операционные расходы	5,2	4,2	6,2	6,5	6,8	7,2	7,6	7,7	8,5	9,0	9,0	30,9	41,8
Капиталовложения	1,2	0,9	1,2	1,0	1,0	0,9	1,5	1,6	1,9	1,8	1,7	4,9	8,4
В том числе:				1,0	1,0	0,9	1,5	1,5	1,9	1,9	2,0	5,0	8,8
в добычу и ГРР**	0,7	0,8	1,1	0,8	0,8	0,8	1,4	1,4	1,6	1,5	1,6	4,3	7,5
в нефтепереработку	0,4	0,2	0,0	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,1	0,6	0,9
Прочие расходы	1,8	1,3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	5,3	6,9
Свободный денежный поток (Cash Flow)	3,32	2,06	0,52	1,07	0,94	1,10	0,96	1,40	1,47	1,65	2,06	5,68	7,54
				1,04	0,88	1,06	0,98	1,41	1,47	1,52	1,74	5,57	7,12

* С учетом амортизационных отчислений.

** В разведку — 1 трлн руб. в 2016—2022 гг. и 1,9 трлн руб. в 2021—2025 гг.

Примечание. В числителе — базовый, в знаменателе — целевой сценарий.

Таблица 8.7. Структура операционных расходов нефтяной отрасли, трлн руб. 2015 г. [по данным ИНЭИ РАН]

Структура операционных расходов	Годы												
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2016— 2020	2021— 2025
Операционные расходы*	5,2	4,2	6,2	6,5	6,8	7,2	7,6	7,7	8,5	9,0	9,0	30,9	41,8
В том числе:													
затраты на добычу	0,6	0,7	0,8	0,9	0,9	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	4,4	6,4
затраты на покупку конденсата и импорт нефти	0,4	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	2,3	2,6
затраты на транспорт нефти	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,9	1,9	1,9	6,2	8,2
В том числе:													
трубопроводный	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,7	1,7	1,6	5,1	7,0
фрахт и порты	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	1,1	1,2
затраты на нефтепереработку	0,3	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	1,4	1,8
затраты на транспорт нефтепродуктов	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	2,7	2,9
В том числе:													
трубопроводный	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,7	0,8
железнодорожный	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	1,4	1,3
фрахт и порты	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,7	0,7

* С учетом НДС.

Примечание. В числителе — базовый, в знаменателе — целевой сценарий.

Таблица 8.8. Характеристики нефтяной отрасли, трлн руб. 2015 г. [по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	Годы												
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2016— 2020	2021— 2025
Чистая прибыль отрасли	3,5	2,5	1,1	1,4 1,4	1,3 1,3	1,3 1,3	1,8 1,8	2,3 2,3	2,6 2,6	2,7 2,6	2,9 2,8	7,6 7,6	12,2 12,1
Валовой денежный поток (поступления от основной деятельности = чистая прибыль + амортизационные отчисления)	4,5	3,0	1,7	2,0 2,0	1,9 1,9	2,0 2,0	2,4 2,4	3,0 2,9	3,3 3,3	3,5 3,4	3,7 3,7	10,6 10,6	15,9 15,9
Основные фонды отрасли	7,3	7,4	7,8	8,4 8,4	8,8 8,8	9,1 9,2	9,3 9,5	10,2 10,3	11,0 11,1	12,2 12,2	13,2 13,4		
Прочие активы (собственные средства отрасли – основные фонды)	20,8	22,7	23,3	23,9 23,9	24,6 24,6	25,4 25,3	26,7 26,6	27,8 27,7	29,1 29,1	30,3 30,2	31,7 31,5		
Совокупные средства (активы) отрасли	31,2	32,9	33,6	34,6 34,6	35,4 35,5	36,4 36,4	37,7 37,7	39,4 39,4	41,5 41,5	43,7 43,6	46,0 45,9		
Собственные средства отрасли	28,1	30,2	31,1	32,3 32,4	33,4 33,4	34,5 34,5	36,0 36,0	38,0 38,0	40,2 40,2	42,5 42,4	44,9 44,8		
Заемные средства отрасли (накопленный долг)	3,1	2,8	2,5	2,3 2,3	2,0 2,0	1,8 1,8	1,6 1,6	1,5 1,5	1,3 1,3	1,2 1,2	1,1 1,1		

Примечание. В числителе — базовый, в знаменателе — целевой сценарий.

Таблица 8.9. Рейтинговые показатели, описывающие финансовое состояние отрасли

Финансовый показатель	Ед. изм.	Годы												
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2016— 2020	2021— 2025
Рентабельность (чистая прибыль/распо- лагаемый доход)	%	30	29	13	15	13	13	16	19	20	19	20	16	19
Рентабельность продукции (EBIT/затраты)	—	0,65	0,62	0,22	0,25	0,22	0,21	0,26	0,32	0,34	0,32	0,34	0,28	0,32
Валовая доходность (операционная прибыль/ располагаемый доход)	—	0,39	0,38	0,18	0,20	0,18	0,17	0,21	0,25	0,25	0,25	0,25	0,22	0,24
Доходность активов	—	0,11	0,07	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06		0,23
Отношение дивидендов к чистой прибыли	—	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Коэффициент автономии	—	0,90	0,92	0,93	0,93	0,94	0,95	0,96	0,96	0,97	0,97	0,98		
Коэффициент покрытия процента	—	21,9	17,5	9,5	12,8	12,6	14,4	21,1	29,7	37,6	42,8	50,5	13,5	34,8
ROIC (рентабельность инвестированного капитала)	—	0,13	0,08	0,04	0,05	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,07	0,07		34,6
NOPLAT	трлн руб.	3,7	2,6	1,3	1,6	1,4	1,4	1,9	2,4	2,7	2,8	2,9	8,4	12,6

Примечание. В числителе — базовый, в знаменателе — целевой сценарий.

Таблица 8.10. Вклад нефтяной отрасли в народное хозяйство страны, трлн руб. 2015 г.
[по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	Годы												
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2016— 2020	2021— 2025
Затраты отрасли*	3,4	3,4	3,6	3,8 3,8	3,8 3,9	4,1 4,2	4,3 4,4	4,4 4,5	5,1 5,2	5,2 5,3	5,2 5,3	18,8 19,0	24,2 24,8
Добавленная стоимость	8,1	5,1	5,3	5,8 6,0	5,8 6,3	6,0 6,7	6,8 7,4	7,6 8,2	8,1 8,7	8,8 9,5	9,2 9,9	28,0 29,3	40,5 43,8
Косвенные налоги	4,3	3,2	3,2	2,9 2,9	2,9 3,1	2,6 2,8	3,0 3,2	3,2 3,4	3,4 3,6	3,5 3,8	3,6 3,9	14,8 15,3	16,6 17,9
Вклад отрасли	12,4	8,3	8,4	8,7 9,0	8,7 9,3	8,7 9,5	9,8 10,7	10,8 11,6	11,5 12,3	12,3 13,2	12,7 13,8	42,8 44,6	57,1 61,6

* Без НДС.

Примечание. В числителе — базовый, в знаменателе — целевой сценарий.

Финансовое состояние нефтяной отрасли зависит от мировой цены на нефть. В 2015—2017 гг. наблюдается падение рейтинговых показателей, затем до 2025 г. идет медленный их подъём, но почти все показатели не достигают уровня 2015 г.

Расчёт вклада нефтяной отрасли в народное хозяйство страны дан в табл. 8.10. Вклад нефтяной отрасли в ВВП после спада на 32,7 % в 2016 г. увеличится к 2025 г. в 1,5 раза по базовому и в 1,65 раза по целевому сценариям и достигнет 13 % объёма ВВП России. Но рентабельность отрасли (ЕВІТ/затраты) уменьшится с 29 до 34 % в базовом и 31 % в целевом сценариях из-за ухудшения условий добычи и роста налоговой нагрузки.

Структура налогов и пошлин в нефтяной отрасли показана в табл. 8.11. Общие поступления в консолидированный бюджет России от нефтяной отрасли увеличатся от кризисного 2016 г. к 2025 г. в базовом сценарии на 75 % и в целевом сценарии почти вдвое (рис. 8.10). Основную их часть (41 % в 2016 г., а в 2025 г. — 66 % по базовому и 61 % по целевому сценариям) дадут экспортная пошлина и налоги на добычу нефти: они вырастут после 2017 г. в 2,8 раза в базовом и почти вчетверо в целевом сценариях (рис. 8.11), несмотря на налоговые льготы, которые на этом фоне просто мизерны.

Таблица 8.11. Структура налогов в нефтяной отрасли, трлн руб. 2015 г. [по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	Годы												
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2016— 2020	2021— 2025
Налоги, всего	7,7	5,2	6,6	6,5 6,8	6,7 7,3	6,6 7,4	7,3 8,1	7,7 8,6	8,1 8,9	8,8 9,7	9,0 10,0	31,5 33,2	40,8 45,3
НДПИ	2,3	1,1	2,9	3,1 3,3	3,3 3,7	3,4 4,1	3,6 4,3	3,8 4,4	3,8 4,4	4,3 5,1	4,4 5,1	13,9 15,2	19,9 23,3
Налоги на имущество и пр.	0,3	0,2	0,2	0,2 0,2	0,2 0,2	0,2 0,2	0,2 0,2	0,2 0,2	0,2 0,2	0,2 0,2	0,3 0,3	0,9 0,9	1,1 1,2
Экспортные пошлины и акцизы	3,5	2,7	2,6	2,2 2,3	2,3 2,4	1,9 2,2	2,3 2,5	2,4 2,6	2,5 2,7	2,5 2,8	2,4 2,7	11,7 12,1	12,1 13,3
Налог на прибыль отрасли	0,9	0,6	0,3	0,4 0,4	0,3 0,3	0,3 0,3	0,4 0,4	0,6 0,6	0,7 0,7	0,7 0,7	0,7 0,7	1,9 1,9	3,0 3,0
НДС	0,8	0,6	0,6	0,6 0,6	0,6 0,6	0,7 0,7	0,7 0,7	0,8 0,8	0,9 0,9	1,0 1,0	1,2 1,2	3,1 3,1	4,6 4,6
Налоговая нагрузка, %	49	44	54	52 53	53 55	52 54	51 54	51 53	48 51	50 52	50 52	51 52	50 52
Налоги, %													
НДПИ, %	29	22	45	48 49	49 51	52 55	50 52	49 51	47 50	50 52	49 51	44 46	49 51
Налоги на имущество и пр., %	4	3	2	3 3	3 3	3 3	3 3	3 2	3 3	3 3	3 3	3 3	3 3
Экспортные пошлины и акцизы, %	46	52	39	34 34	34 33	30 29	31 31	31 31	31 30	29 28	27 27	37 37	30 29
Налог на прибыль отрасли, %	11	12	4	5 5	5 4	5 4	6 5	7 7	8 7	8 7	8 7	6 6	7 7
НДС, %	10	11	9	10 9	10 9	10 9	10 9	10 9	11 10	11 10	13 12	10 9	11 10

Примечание. В числителе — базовый, в знаменателе — целевой сценарий.

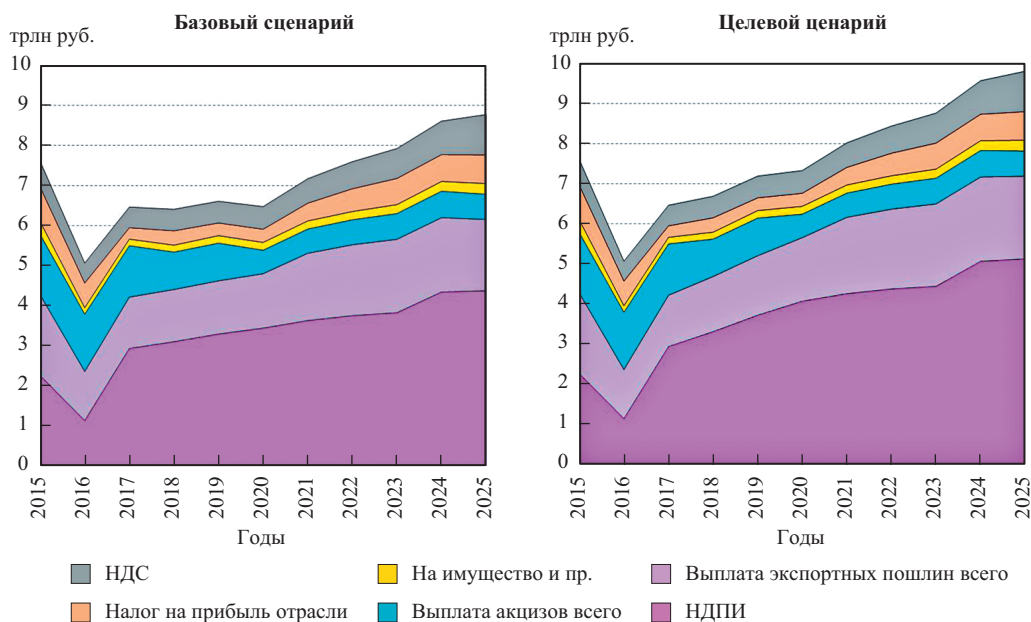


Рис. 8.10. Поступления в консолидированный бюджет от нефтяной отрасли, трлн руб. 2015 г. [по данным ИНЭИ РАН]

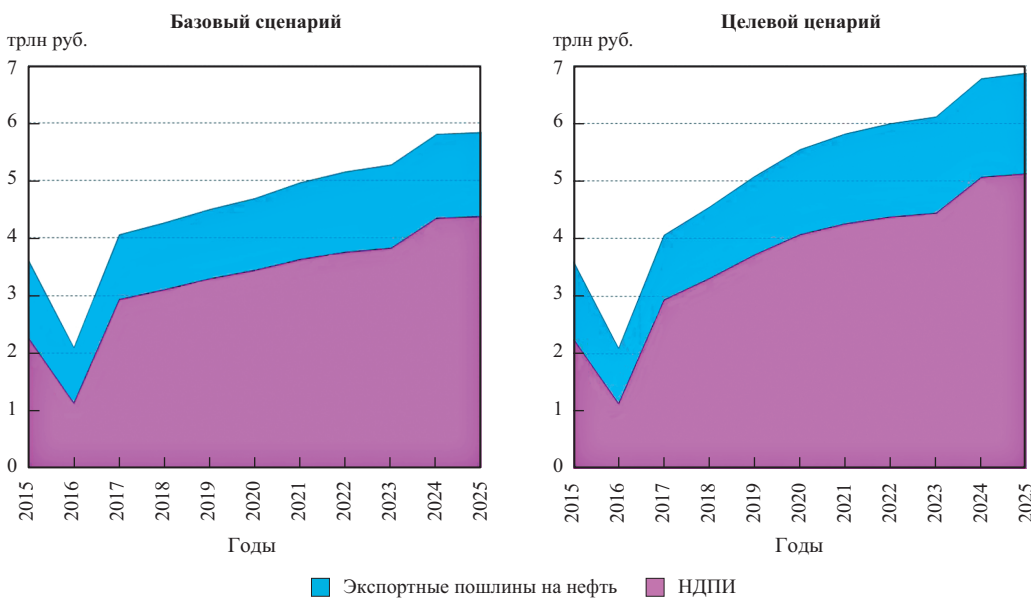


Рис. 8.11. Налоги на добычу нефти, трлн руб. 2015 г. [по данным ИНЭИ РАН]

Список литературы

1. **Направления** адаптации мировой энергетики к новым рыночным условиям / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой и В.А. Кулагина. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
2. **Государственный** баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации. Нефть. М., 2013.
3. **Капустин Н.О., Грушевенко Д.А.** Отечественная переработка: в ногу с мировыми трендами? // Деловой журнал NEFTEGAZ.RU. 2018. № 2 С. 28—34.

9. ГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ РОССИИ В ПОСТКРИЗИСНЫЙ ПЕРИОД

Макаров А. А., академик РАН;
Тарасов А.Э., канд. техн. наук

1. Сценарии развития газовой отрасли России

Россия располагает крупнейшими в мире ресурсами природного газа, способными обеспечить не только потребности страны, но и весьма значительные экспортные поставки. Это позволяет прогнозировать развитие отрасли на основе: а) оценки внутреннего спроса на газ в рамках оптимизации топливно-энергетических балансов страны и регионов; б) исследования эволюции мировых энергетических рынков для формирования сценариев экспорта российского газа.

Спрос на газ в России определен в [1] на комплексе SCANNER [2] средствами функционального блока прогнозирования энергопотребления — на базе сценариев развития экономики страны и регионов по объёмам производства основных видов продукции и услуг (с учётом новых инвестиционных проектов) [3] и с учетом оптимизации производственной структуры крупнейшего внутреннего потребителя — электроэнергетики [4, 5]. Результаты расчётов размеров внутреннего потребления газа представлены в табл. 9.1, а изменение его структуры показано на рис. 9.1.

Общий спрос на газ увеличится в 2015—2025 гг. на 19 % в целевом, 14 % в базовом и 13 % в критическом сценариях. Основными потребителями газа останутся электростанции, но их доля с 43 % в 2015 г. снизится к 2025 г. по критическому сценарию до 41 %, а по целевому и базовому — до 42 %. Ожидается рост потребления газа в промышленности и на сырьевые нужды с 19 % в 2015 г. до 21 % в базовом и целевом сценариях и до 20 % — в критическом. Доля центральных котельных уменьшится с 16 % в 2015 г. до 13 % в целевом и базовом сценариях и до 14 % — в критическом сценарии. Доля расхода газа на коммунальные нужды во всех сценариях снизится до 18 % (рис. 9.1).

Несмотря на внедрение энергосберегающих технологий и оптимизацию транспортных маршрутов, расход газа на технологические нужды отрасли вырастет к 2025 г. на 12 % в критическом, 20 % в базовом и 36 % в целевом сценариях. Это обусловлено расширением газотранспортной системы России («Северный поток-2», «Турецкий поток», «Сила Сибири») и вводом новых мощностей по производству сжиженного природного газа (СПГ) (вторая очередь проекта «Сахалин-2», «Ямал-СПГ», «Балтийский СПГ»).

Таблица 9.1. Потребление природного и попутного газа в России, млрд м³
[по расчётам ИНЭИ РАН]

Внутреннее потребление	Год		
	2015	2020	2025
Всего	439	485 475 466	522 502 494
В том числе:			
электростанции	176	193 187 182	201 196 189
центральные котельные	67	64 64 64	61 62 62
промышленность и сырьевые нужды	77	86 86 85	101 96 93
коммунально-бытовые нужды	76	80 80 79	87 85 84
собственные (и технологические) нужды и потери (СТН)	30,8	34,6 33,5 32,5	42,0 36,9 34,5

Примечание. В верхней строке целевой, в средней — базовый, в нижней — критический сценарии.

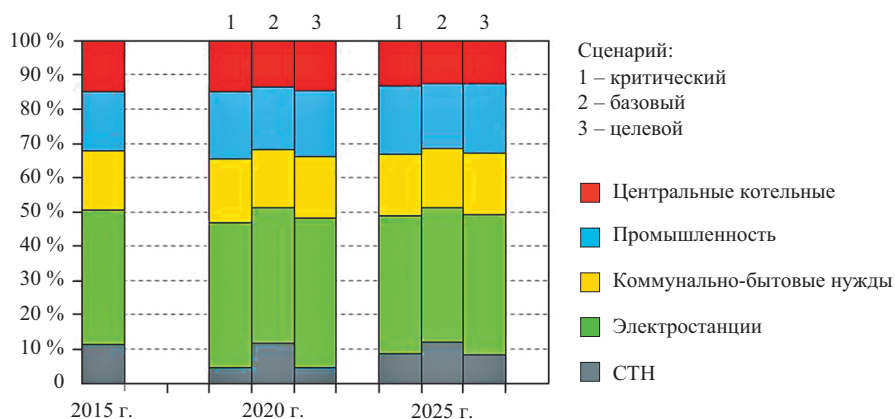


Рис. 9.1. Структура расхода газа на внутреннем рынке России [по данным ИНЭИ РАН]

Прогнозы эффективных объёмов и цен экспорта российского сетевого и сжиженного газа разработаны в рамках исследования на модели мировых энергетических рынков [6] будущего участия российского газа на рынках Европы, стран СНГ и Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) в сопоставлении с экономически оправданными возможностями поставок российского газа (см. [7]).

В табл. 9.2 приведены основные исходные данные и прогнозы экспорта газа из России в посткризисный период.

Экспорт газа увеличится к 2025 г. на 14,7 % в критическом, на 24 % в базовом и на 57 % в целевом сценариях. При этом поставки газа в ближнее зарубежье снизятся на 16 % в критическом, 6 % в базовом и 4 % в целевом сценарии. Экспорт же на европейский рынок к 2025 г. увеличится (на 26 %) только в целевом сценарии, в базовом его объёмы сохранятся, в критическом будут ниже на 6 %. При этом часть европейских поставок пойдёт в виде СПГ и их доля составит 11 % в критическом, 23 % в базовом и 21 % в целевом сценариях. Основной прирост экспорта российского газа придётся на страны АТР — объёмы вырастут в 6,6 раза по целевому, в 4,9 раза по базовому и 4,4 раза по критическому сценариям. В 2025 г. существенную долю поставок в АТР составит сжиженный газ — 39 % в критическом, 55 % в базовом и 62 % в целевом сценариях.

Таблица 9.2. Условия и размеры экспорта российского газа [по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	Год		
	2015	2020	2025
Цены на нефть Urals (мировые), долл. 2015 г. за баррель	51,6	66,3 59,6 52,9	71,3 64,8 58,4
Поставки газа на экспорт, млрд м ³	215	250 224 220	337 266 246
В том числе:			
а) сетевой газ	163	177 156 154	205 176 174
Из него:			
европейский рынок	126	130 111 111	128 103 105
рынки СНГ	37	39 37 35	39 35 31
рынки АТР	—	8 8 8	38 38 38

Окончание табл. 9.2

Показатель	Год		
	2015	2020	2025
б) СПГ	14,0	34,0 31,4 31,4	93,4 55,2 40,8
Из него:			
европейский рынок	—	8,7 8,4 8,4	38,8 25,0 16,9
рынки АТР	14,0	25,3 23,0 23,0	54,6 30,2 23,9
Средние цены на сетевой газ, долл. 2015 г./1000 м ³ :			
европейский рынок	250,3	204 190 176	254 215 176
рынки СНГ (Украина и др.)	194,6	169 155 141	216 180 141
Белоруссия	140	112 98 88	141 117 90
рынки АТР	—	181 166 147	196 176 157
Цены на СПГ, долл. 2015 г./1000 м ³ :			
европейский рынок	250,3	204 190 176	254 215 176
рынки АТР (Япония)	409,9	392 367 341	388 375 362
Цена на импортируемый газ, долл. 2015 г./1000 м ³	195,6	150 141 127	199 166 127

См. примечание к табл. 9.1.

Прогнозы внутреннего и внешнего спроса на российские энергоресурсы позволили сформулировать требования к производственной программе развития газовой отрасли по стране и регионам на период до 2025 г. (табл. 9.3).

Таблица 9.3. Добыча и импорт природного и попутного газа в России, млрд м³
[по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	Год		
	2015	2020	2025
Добыча, всего	633	713 676 664	838 745 720
В том числе:			
Уральский ФО	540	602 565 555	667 587 573
По районам:			
Надым-Пур-Тазовский	462	400 395 395	368 368 368
Обско-Тазовская губа и Большехетская впадина	45	43 43 43	48 45 45
полуостров Ямал	33	159 122 112	251 174 160
ФО в европейской части страны	46	52 53 52	55 50 50
Из них:			
Южный и Северо-Кавказский ФО	19	28 28 28	31 27 27
Приволжский ФО	22	20 20 20	19 18 18
Северо-Западный ФО	5	5 5 5	5 5 5
Сибирский ФО	15	17 17 17	36 27 27
Дальневосточный ФО	33	41 41 40	81 81 70

Окончание табл. 9.3

Показатель	Год		
	2015	2020	2025
В том числе о. Сахалин	29	31	53
		31	53
		31	42
Импорт	24	24	24
		24	24
		22	20
Ресурсы, всего	658	736	862
		699	769
		686	740

См. примечание к табл. 9.1.

В целевом сценарии предусматривается увеличить добычу природного и попутного газа в 1,32 раза до 838 млрд м³ к 2025 г. В базовом и консервативном сценариях рост добычи составит 18 и 14 % и достигнет соответственно 792 и 756 млрд м³. Добыча газа будет развиваться как в традиционных газодобывающих районах, основным из которых остается Тюменская область в Уральском ФО, так и в новых нефтегазовых провинциях Сибирского и Дальневосточного ФО.

В Тюменской области на фоне спада добычи в Надым-Пур-Тазовском регионе (НТПР) с 462 млрд м³ в 2015 г. до 368 млрд м³ в 2025 г. во всех сценариях создается новый центр газодобычи на полуострове Ямал. Максимальный рост добычи на Ямале — до 251 млрд м³ (что составит почти 30 % общей добычи) в 2025 г. достигается в целевом сценарии. Для достижения таких уровней добычи потребуется не только вывести на проектные уровни добычу на Бованенковском месторождении, но и освоить Харасавэйское и Крузенштерновское месторождения, а также Южно-Тамбейское месторождение как базовое для проекта «Ямал-СПГ».

В базовом и критическом сценариях рост добычи ямальского газа существенно скромнее и достигает 174 и 160 млрд м³ соответственно и составляет 23 и 22 % общей добычи. Так, на полуострове Ямал в 2025 г. в базовом сценарии добыча будет осуществляться на уже введенном в разработку Бованенковском месторождении (проектная мощность 140 млрд м³), подготавливаемом к разработке Харасавэйском (верхние горизонты) и Южно-Тамбейском месторождениях компании НОВАТЭК, которое является базой действующего завода «Ямал-СПГ». В критическом сценарии необходимые уровни добычи на Ямале будут обеспечены за счёт добычи на Бованенковском и Южно-Тамбейском месторождениях. Рост добычи в акватории Обско-Тазовских губ (АОТГ) и Большехетской впадине на 7 % будет к 2025 г. только в целевом сценарии. В базовом и критическом сценариях уровень добычи в данном

регионе, продиктованный меньшими потребностями внутреннего и внешних рынков, не изменится и останется на уровне 2015 г.

Во всех сценариях в регионах традиционной добычи Европейской зоны (Приволжский и Северо-Кавказский ФО) добыча газа будет снижаться из-за отработки действующих месторождений и отсутствия значительных запасов. Разработка крупнейшего Астраханского газоконденсатного месторождения в Южном ФО предусмотрена во всех сценариях в объёме не более 12 млрд м³ из-за экологических ограничений по химическому составу газа (высокое содержание H₂S).

Перспективы развития газодобычи в Европейской зоне связываются с освоением шельфа Каспийского моря и разработкой месторождений им. Корчагина, им. В. Филановского, Хвалынского и Сарматского. Максимальный уровень добычи газа будет достигнут в целевом сценарии и составит 31 млрд м³ (рост в 1,62 раза к 2015 г.). В остальных сценариях рост добычи в данном регионе будет скромнее — на 41 % и уровень добычи достигнет 27 млрд м³. Освоение крупнейшего Штокмановского месторождения на шельфе Баренцева моря во всех сценариях не планируется ввиду отсутствия устойчивого спроса.

В Сибирском ФО наибольший рост добычи газа до 30 млрд м³ в 2025 г. предполагается в целевом сценарии путём формирования Иркутского (на базе Ковыктинского месторождения) и Красноярского (на базе Собинско-Пайгинского и Юрубчено-Тохомского месторождений) центров газодобычи. В остальных сценариях уровень добычи газа в Восточной Сибири составит 22 млрд м³.

В Дальневосточном ФО резко возрастает значение Якутского центра газодобычи (на базе Чаяндинского месторождения) во всех сценариях. В целевом и базовом сценариях будут реализовываться проекты «Сахалин-1» и вторая очередь проекта «Сахалин-2». Всего на Дальнем Востоке объёмы добычи газа в данных сценариях увеличатся более чем в 2 раза и достигнут 81 млрд м³. В консервативном сценарии будет реализовываться только вторая очередь проекта «Сахалин-2» и добыча газа в Дальневосточном ФО в 2025 г. остановится на уровне 70 млрд м³. Добыча в Камчатской области не будет превышать 0,5—0,6 млрд м³ в соответствии с эффективным спросом на газ.

Высокий уровень добычи газа в Сибирском и Дальневосточном ФО необходим ввиду растущих объёмов экспорта газа в АТР в сетевом и сжиженном виде. При этом на экспорт в сетевом виде пойдёт газ не только Чаяндинского месторождения, но в перспективе и Ковыктинского. Газ сахалинских проектов пойдёт на экспорт в виде СПГ. В результате изменения географии добычи газа доля Уральского ФО в общероссийской добыче снизится с 85 % в 2015 г. до 80 % в 2025 г. в целевом и критическом сценариях и 79 % в базовом из-за существенного снижения добычи в НПТР — с 73 % в 2015 г. до 44 % в 2025 г. в целевом и до 49 и 51 % соответственно в базовом и критическом сценариях. Увеличится доля Сибирского и Дальневосточного ФО в общероссийской добыче — до 4 и 10 % в целевом, до 3 и 11 % в базовом и 3 и 10 % в критическом сценариях.

Для освоения газовых месторождений Восточной Сибири и Якутии (Саха), характеризующихся высоким содержанием гелия (от 0,15 до 1 %) и многокомпонентным составом газа, ведется строительство Амурского газоперерабатывающего завода, модернизируются имеющиеся мощности по газопереработке и извлечению гелия.

Наряду с организацией переработки многокомпонентного газа планируется ускоренное строительство заводов по производству сжиженного природного газа. До 2025 г. в целевом сценарии предполагается построить новый завод по проекту «Сахалин-1». Во всех сценариях планируется расширение мощности действующего завода проекта «Сахалин-2». На Ямале реализована первая очередь проекта «Ямал-СПГ» на базе Южно-Тамбейского месторождения. Во всех сценариях планируется расширение мощности завода «Ямал-СПГ». В Европейской зоне страны намечается строительство Балтийского завода и регазификационного терминала в Калининградской области. Проект «Печора СПГ» во всех сценариях не рассматривается.

2. Финансово-экономические показатели развития газовой отрасли России

Оптимизация перспектив развития газовой отрасли по трём сценариям в период до 2025 г. выполнена с учетом «эффекта последствия» принимаемых решений на горизонте до 2035 г. и позволила получить производственно-экономическую информацию для расчёта основных отраслевых финансовых показателей (табл. 9.4).

Выручка отрасли демонстрирует устойчивый рост только в целевом сценарии — на 10 % к 2020 г. и на 61 % к 2025 г. по сравнению с 2015 г. В базовом сценарии выручка падает на 9 % в 2020 г. и только к 2025 г. наблюдается её слабый рост — на 13 %. В критическом сценарии выручка в 2020 г. меньше на 15 %, чем в 2015 г., к 2025 г. темпы падения замедляются, но объём выручки так и не достигает уровня 2015 г.

Во всех сценариях выручка от экспортных поставок газа падает к 2020 г. из-за снижения цен на внешних рынках, несмотря на рост объёмов поставок. Наименьшее падение происходит в целевом сценарии — на 1 %, в базовом — на 18 % и в критическом сценарии — на 25 %. К 2025 г. изменения цен на внешних рынках приводят тому, что рост экспортной выручки отмечается только в целевом сценарии — на 49 %; в базовом сценарии падение составляет 3 % и ещё сильнее в критическом — на 24 %.

На всем временном интервале выручка от продаж газа на внутреннем рынке во всех сценариях демонстрирует устойчивый рост, обусловленный ростом цен и объёмов поставок газа, который наиболее ощутимо скажется в целевом сценарии — на 38 и 94 % в 2020 и 2025 г. соответственно. В базовом и критическом сценариях рост выручки скромнее — 18 и 16 % в 2020 г.; 45 и 44 % к 2025 г.

Таблица 9.4. Основные финансовые показатели программы развития газовой отрасли РФ в посткризисный период, млрд руб. 2015 г. [по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	Годы				
	2015	2020	2025	2016—2020	2021—2025
Выручка отрасли, всего	6268	6915	10 065	30 994	42 561
		5707	7068	27 660	32 478
		5327	6234	26 597	29 331
В том числе от экспорта	3231	3203	4824	14 675	19 395
		2651	3128	13 137	14 528
		2415	2441	12 423	12 179
Чистая прибыль	1377	1415	3501	5265	12 650
		658	1807	3232	6617
		494	1478	2780	5261
Валовой денежный поток	2235	2515	4827	10 062	18 671
		1700	2927	7939	12 149
		1530	2526	7478	10 635
Добавленная стоимость	3165	3495	6127	14 662	24 405
		2527	3849	12 111	16 574
		2323	3385	11 558	14 782
Капиталовложения	842	1504	1941	6018	9487
		1192	1620	5531	6571
		1138	1160	5318	4886
Налоговые поступления	1606	1598	2265	7548	9793
		1261	1545	6620	7119
		1177	1374	6351	6382

См. примечание к табл. 9.1.

Чистая прибыль отрасли к 2020 г. в целевом сценарии увеличится всего на 3 %, и ожидается её спад на 52 % в базовом и на 64 % в критическом сценариях. К 2025 г. в целевом сценарии ожидается рост чистой прибыли на 94 %, в базовом сценарии — на 31 % и в критическом сценарии — на 7 % по сравнению с уровнем 2015 г. Рост чистой прибыли обусловлен существенным ростом доли СПГ в экспортных поставках в страны АТР с большей ценой газа и отсутствием для него экспортной пошлины.

Капиталовложения отрасли в основном направляются в добычу и транспорт газа. Освоение новых газодобывающих регионов требует большого объёма строительства новых магистральных газопроводов, а также масштабной реконструкции и модернизации газотранспортной системы (ГТС). Для освоения на полную мощность месторождений полуострова Ямал необходимо расширение газотранспортных коридоров Ухта—Торжок и Торжок—Выборг. Для диверсификации евро-

пейского экспорта газа во всех сценариях намечается строительство газопроводов «Северный поток-2» и «Турецкий поток» производительностью 55 и 16 млрд м³ соответственно. Для подачи газа в «Турецкий поток» будет проведено расширение действующей ГТС, выполненное для несостоявшегося газопровода «Южный поток». На восточном направлении приоритетная роль отводится проекту «Сила Сибири» для экспортных поставок газа в Китай с 2019 г. и ростом экспорта до 38 млрд м³ во всех сценариях.

Реализация намечаемых уровней добычи газа, газотранспортного строительства, развития перерабатывающих производств и строительства заводов СПГ требует роста капиталовложений в отрасль с 840 млрд руб. в 2015 г. до 1940 млрд руб. в 2025 г. в целевом, 1620 млрд руб. в базовом и 1160 млрд руб. в критическом сценариях. Всего же за период 2017—2025 гг. отрасли потребуется в целевом 16,4 трлн руб., в базовом 12,9 трлн руб. и в критическом сценарии 11,1 трлн руб.

Около 66 % общего объёма капиталовложений в целевом сценарии будет направлено на развитие добычи и транспортировки газа, 18 % — на строительство заводов СПГ и 10 % — на переработку газа. В базовом сценарии доли составят соответственно 71, 15 и 10,5 %, а в критическом — 78, 8 и 12 %.

Эксплуатационные затраты в отрасли включают в себя:

- затраты головных организаций отрасли и ПАО «Газпром», которые вычисляются как определённый процент от выручки;
- прочие затраты учитывают в том числе и затраты на эксплуатацию подземного хранилища газа и определяются в виде доли от затрат на транспортировку газа;
- эксплуатационные затраты на заводах по производству СПГ прямо пропорциональны объёмам сжижаемого газа, а транспортные затраты прямо пропорциональны длинам маршрутов поставок;
- затраты на покупку газа включают в себя затраты на покупку импортируемого газа и попутного нефтяного газа;
- затраты на газоперерабатывающие заводы (ГПЗ) принимались по аналогии с данными по действующим предприятиям;
- амортизационные отчисления на ГПЗ взяты в объёме 8 % от капиталовложений в газопереработку.

Финансовые показатели отрасли посчитаны при следующих налоговых условиях:

- налог на прибыль сохраняется в размере 20 %;
- при расчёте налога на добычу полезных ископаемых сохраняется действующая с 2014 г. формула расчёта НДПИ на газ, где его базовая ставка индексируется на инфляцию потребительских цен (средняя ставка за 2016 г. — 963,17 руб. за 1 тыс. м³);
- ставка таможенной экспортной пошлины принята в размере 30 % от цены реализации сетевого газа на рынках Европы и стран СНГ, кроме Белоруссии и поставок по газопроводу «Голубой поток»;
- сжиженный природный газ при поставках за границу РФ таможенной экспортной пошлиной не облагается;

- НДПИ при добыче газового конденсата индексируется в соответствии с инфляцией с базовой ставкой 2016 г. 4061 руб/т;
- таможенная пошлина на газовый конденсат не определялась, поскольку весь конденсат реализуется для переработки внутри России;
- налог на имущество в добыче газа принят 2,2 % на весь период;
- налог на имущество в транспорте газа растёт с 0,4 % в 2012 г. до 1,5 % в 2015 г. с дальнейшим ростом до 2,2 % и сохранением ставки на оставшийся период.

Расчёты финансовых показателей развития газовой отрасли в целевом сценарии выявили, что финансовые ресурсы (чистая прибыль и амортизация), которые газовые компании генерируют в 2018—2019 гг., не обеспечивают потребности в капиталовложениях, выплату дивидендов (приняты на уровне 2016 г.), погашение долговых обязательств компаний и долгосрочные финансовые вложения (также приняты по факту 2016 г.). Но дополнительные заимствования, сделанные в 2015—2017 гг., позволяют отрасли отказаться от новых кредитов при сохранении достаточного уровня капиталовложений («Сила Сибири», Амурский ГПЗ), не сокращая объём жизненно важных долгосрочных финансовых вложений («Северный поток-2» и «Турецкий поток») и размеров выплачиваемых дивидендов. Начиная с 2020 г. рост цен и объёмов поставок, в том числе рост экспорта сжиженного природного газа, позволит генерировать достаточные для реализации инвестиционной программы целевого сценария финансовые средства, существенно увеличить выплату дивидендов и осуществлять значительные долгосрочные финансовые вложения.

В результате показатель рентабельности отрасли, рассчитанный по чистой прибыли, возрастает с 22 % в 2015 г. до 35 % к 2025 г., что обусловлено ростом цен на газ с опережением роста удельных затрат (рис. 9.2). Несмотря на вовлечение новых более дорогих ресурсов, рентабельность по инвестированному капиталу увеличивается за период на 10 % — за счёт более быстрого роста цен на газ по сравнению с ростом капитальных вложений в отрасль. Растущие объёмы добычи газа и выручки



Рис. 9.2. Изменения рентабельности газовой отрасли в целевом сценарии [по данным ИНЭИ РАН]

от экспортных поставок газа приводят к увеличению суммы выплачиваемых отраслью налогов с 1,61 трлн руб. в 2015 г. до 2,27 трлн руб. в 2025 г. (см. табл. 9.4).

Расчёты финансовых показателей развития газовой отрасли в базовом сценарии свидетельствуют о том, что финансовые потоки (чистая прибыль и амортизация) газовых компаний до 2023 г. не обеспечивают потребности отрасли в капиталовложениях и выплатах дивидендов, погашение долговых обязательств компаний и долгосрочные финансовые вложения даже в урезанном виде. Поэтому в 2018—2023 гг. уменьшаются размеры дивидендов и долгосрочных внешних вложений. Значительные внешние заимствования, сделанные предприятиями отрасли в 2015—2017 гг., не позволяют в этом сценарии отказаться от новых кредитов уже с 2018 г. Объёмы долгосрочных финансовых вложений и размеры выплачиваемых дивидендов ограничены ввиду низких цен газа на внешних рынках. Но с 2019 г. темп роста выручки отрасли будет выше темпа роста затрат и капиталовложений, что повысит её рентабельность как по чистой прибыли, так по инвестированному капиталу (рис. 9.3). Растущие объёмы добычи газа (на 17,7 %) и выручки от внутренних поставок газа (на 45 %) отчасти компенсируются падением выручки от экспортных поставок газа (на 3 %), что снижает суммы выплачиваемых отраслью налогов с 1,61 трлн руб. в 2015 г. до 1,55 трлн руб. в 2025 г. (см. табл. 9.4).

Расчёты финансовых показателей развития газовой отрасли в критическом сценарии показали, что финансовые ресурсы (чистая прибыль и амортизация) газовых компаний в основной деятельности не обеспечивают вплоть до 2023 г. потребность отрасли в капиталовложениях и выплатах дивидендов, погашение долговых обязательств компаний и долгосрочные финансовые вложения. Практика внешних заимствований отрасли в 2015—2017 гг. будет вынужденно продолжена и с 2018 г. Но с 2020 г. выручка будет расти быстрее затрат и капиталовложений, что увеличивает рентабельность отрасли по чистой прибыли и инвестированному капиталу вплоть до 2025 г. (рис. 9.3). Растущие объёмы добычи газа в сочетании с низкими ценами



Рис. 9.3. Изменение рентабельности газовой отрасли в базовом сценарии [по данным ИНЭИ РАН]



Рис. 9.4. Изменение рентабельности газовой отрасли в критическом сценарии [по данным ИНЭИ РАН]

на внешних рынках приведут к снижению выручки от экспорта и снижению выплачиваемых отраслью налогов с 1,61 трлн руб. в 2015 г. до 1,37 трлн руб. в 2025 г. (см. табл. 9.4).

Таким образом, производственно-финансовые показатели газовой отрасли во всех сценариях показывают в целом успешное её развитие при принятых условиях. Добыча газа существенно вырастет при некотором снижении финансовых и рейтинговых показателей в начале интервала прогноза с последующим ростом. Производственная программа в части добычи газа обеспечивает потребности внутреннего и внешних рынков. Условием успешной адаптации отрасли служит рост цен на газ на внешних и внутреннем рынках, а главным фактором — рост поставок российского газа на экспорт в европейские страны и в АТР, в том числе экспорт СПГ.

Список литературы

1. **Макаров А.А.** Посткризисное развитие топливно-энергетического комплекса России // Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию: сб. / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
2. **Макаров А.А.** Модельно-информационная система для исследования перспектив энергетического комплекса России (SCANER). Управление развитием крупномасштабных систем. М.: Физматлит, 2012. С. 102—184.
3. **Малахов В.А.** Развитие экономики России в посткризисный период // Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию: сб. / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
4. **Макарова А.С., Хоршев А.А., Ерохина И.В.** Корректировка параметров среднесрочного развития электроэнергетики с учетом изменившихся условий эффективности обновления ТЭС // Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики: сб. / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М.: ИНЭИ РАН, 2018.

5. **Макарова А.С., Хоршев А.А., Урванцева Л.В.** Оценка масштабов и затрат при адаптации электроэнергетики к изменению балансовой и ценовой ситуации в период до 2025 года // Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики: сб. / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
6. **Эволюция** мировых энергетических рынков и ее последствия для России / под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Митровой. М.: ИНЭИ РАН—АЦ при Правительстве РФ, 2015. 400 с. ISBN 978-5-91438-019-6.
7. **Направления** адаптации мировой энергетики к новым рыночным условиям / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой и В.А. Кулагина. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
8. **Tarasov A.** Long-term improvement of the Russian gas industry development // 10-я конф. «Управление развитием крупномасштабных систем» (MLSD) совместно с междунар. союзом инженеров-энергетиков (IEEE) // Электронная библиотека IEEE Xplore Digital Library. DOI: 10.1109/MLSD.2017.8109693

10. ПРОГНОЗЫ РАЗВИТИЯ УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ В ПОСТКРИЗИСНЫЙ ПЕРИОД

Плаkitкин Ю.А., докт. экон. наук;
Плаkitкина Л.С., канд. техн. наук

Внешние и внутренние условия, цели и задачи развития угольной промышленности России

В настоящее время угольная промышленность России сталкивается с рядом внешних и внутренних факторов, которые приводят к снижению потребления угля внутри страны и уменьшению потенциала экспортных поставок. К таким негативным факторам относятся:

- неустойчивость мировых цен на первичные энергоресурсы (нефть, газ, уголь) и замедление темпов роста мировой экономики;
- наметившийся мировой тренд падения объёмов добычи и потребления угля;
- превышение предложения угля над спросом на мировом и российском рынках, приведшее к давлению на рост цен и снижению внутреннего спроса на энергетический уголь;
- обострение конкуренции между углем, газом и возобновляемыми источниками энергии на внешнем и внутреннем рынках; расширение использования газа в электроэнергетике и коммунально-бытовом секторе;
- переход на безуглеродную экономику и введение «углеродного» налога, вследствие чего произойдет падение доли производства электроэнергии, вырабатываемой на угле, с нынешних 30—33 до 7—8 % к 2025 г.;
- проблема сланцевого газа, возникшая в связи с активной разработкой в США сланцевых углеводородов, оказывающая влияние на развитие угольной промышленности и баланс угля в основных регионах и странах мира, включая Россию [1];
- внедрение программы «Индустрия-4.0» в технологически развитых странах мира, ожидаемое к 2025—2028 гг., предусматривающей использование интеллектуальных информационных разработок и роботизированных систем, что потребует масштабных преобразований в топливно-энергетическом комплексе России, включая угольную отрасль [2, 3];
- снижение возможностей развития угольных бассейнов и месторождений в европейской части и на Урале, концентрация добычи угля в Кузбассе, который приближается к пределу роста своих производственных и экологических возможностей;

- низкие темпы освоения новых угольных месторождений в Туве, Забайкальском крае, Южной Якутии и других регионах в условиях нарастающего дефицита финансовых ресурсов; неразвитость инфраструктуры в новых регионах добычи угля;
- удаленность мест добычи угля от портов отгрузки; возрастание транспортных проблем (высокие тарифы, «узкие места» в пропускной способности железных дорог);
- короткие сроки кредитования и остающийся еще существенным уровень процентных ставок по банковским кредитам, препятствующие привлечению финансовых ресурсов на цели модернизации предприятий угольной отрасли;
- кадровые проблемы — дефицит квалифицированных специалистов на фоне непрестижности профессии горняка по условиям труда и недостаточности уровня его оплаты;
- нарастающая потребность в ликвидации неэффективных угледобывающих и других производств, увеличивающая затраты угольных компаний.

Основным внешним вызовом для угольной отрасли России является усиление конкуренции в международной торговле углем из-за снижения спроса на уголь вследствие повышения энергоэффективности экономики основных стран-импортеров и экологических ограничений по использованию угля в сравнении с альтернативными энергоресурсами.

Ключевыми внутренними вызовами для российской угольной промышленности являются несовершенство межтопливной конкуренции и ограниченная конкурентоспособность угля по отношению к природному газу, а также рост издержек в угольной промышленности.

В этих условиях стратегическими целями развития угольной промышленности являются:

- 1) надежное и эффективное удовлетворение внутреннего спроса на высококачественное твердое топливо и продукты его переработки;
- 2) сохранение и укрепление позиций на традиционных внешних рынках угля и выход на новые рынки;
- 3) обеспечение конкурентоспособности угольной продукции в условиях насыщенности внутреннего и внешнего рынков взаимозаменяемыми энергоресурсами и альтернативными поставщиками;
- 4) повышение уровня безопасности добычи угля и снижение их воздействия на окружающую среду.

Для достижения стратегических целей развития угольной промышленности и смягчения влияния негативных факторов требуется решение следующих основных задач:

- 1) Принятие мер по росту производительности труда и снижению себестоимости добычи угля.
- 2) Создание новых центров угледобычи и реализация масштабных инфраструктурных проектов в Республике Тыва, Забайкальском крае, Республике Саха (Якутия), Чукотском автономном округе и других регионах страны.

3) Регулирование железнодорожных тарифов с их увеличением не больше роста инфляции в стране и стоимости фрахтовых издержек зарубежных экспортеров угля.

4) Развитие межтопливной конкуренции на внутреннем рынке России с учетом того, что экономическая мотивация в использовании угля достигается при соотношении цен на природный газ и энергетический уголь (в тоннах условного топлива), равном 3,0—3,5/1.

5) Разработка системы государственного регулирования, обосновывающего реализацию проекта «Индустрия-4.0» в угольной промышленности России.

6) Повышение эффективности использования угля в электроэнергетике на базе технологий газификации угля, использования псевдоожиженного слоя при атмосферном и повышенном давлении, сжигания угля в шлаковом расплаве или в виде водоугольных суспензий. Это уменьшит потери топлива от механического и химического недожогов, существенно снизит выбросы в атмосферу оксидов азота и серы.

7) Осуществление процессов глубокой переработки угля, позволяющей повысить экологическую безопасность и экономическую эффективность угольной энергетики.

8) Повышение качества поставляемого угля и за счёт этого снижение затрат на его перевозку. Внедрение и распространение экологически чистых технологий обогащения угля, приводящих к значительному снижению выбросов угля в атмосферу.

9) Совершенствование налоговой политики с восстановлением практики погашения процентных ставок за кредиты, взятых в российских банках под реализацию проектов инновационного направления; дальнейшее расширение практики предоставления угольным компаниям налоговых льгот при реализации ими новых инновационных проектов.

10) Распространение действия закона о стимулировании и поддержке инвестиционных проектов на Дальнем Востоке и в Восточной Сибири, согласно которому на освоение новых месторождений предоставляются льготы по снижению или освобождению от НДС.

11) Расширение применения государственно-частного партнерства при освоении новых месторождений, строительстве предприятий и инфраструктурных объектов.

12) Стимулирование расширения собственной машиностроительной базы и использования инновационного отечественного оборудования, обеспечивающего повышение надежности и производительности труда, а также снижение текущих производственных затрат.

13) Дальнейшее создание производственных кластеров на базе инновационных технологий комплексного использования ресурсов угольных месторождений.

14) Внедрение инновационных решений для утилизации метана угольных пластов, в том числе технологий плазменно-импульсного воздействия на них для добычи метана.

15) Обеспечение предприятий угольной промышленности квалифицированными специалистами; оптимизация численности занятых, уровня зарплат и социальных выплат; адаптация трудового законодательства к современным конкурентным условиям.

16) Повышение промышленной и экологической безопасности и охраны труда, интенсификация природоохранных мероприятий в отрасли.

Стратегическим приоритетом при решении среднесрочных задач развития угольной промышленности является обеспечение конкурентоспособности российского угля как необходимого условия для сохранения и расширения его позиций на мировом рынке.

Сценарии развития угольной промышленности России

Исследование возможностей развития добычи угля в основных угольных бассейнах и регионах России на перспективу производилось с помощью имитационной модели «Угольная промышленность» комплекса SCANNER. Она включает в себя базу данных (с 2000 по 2017 г.) по всем действующим, строящимся и перспективным для ввода в эксплуатацию шахтам и разрезам по добыче коксующегося и энергетического угля. Эти данные агрегируются начиная с компаний по добыче угля, далее по бассейнам и месторождениям по каждому из субъектов РФ, федеральным округам и отрасли в целом. Организовано регулярное обновление базы данных по всем действующим, строящимся и перспективным для ввода в эксплуатацию шахтам и разрезам по добыче коксующегося и энергетического угля — на основе постоянного мониторинга намерений ведущих компаний по вводу в эксплуатацию объектов, освоению угольных месторождений и конкретным инвестиционным проектам. Отслеживаются изменения конъюнктуры внешних или внутреннего рынков, банкротства отдельных компаний или отказы от ввода в эксплуатацию конкретных объектов.

На этой основе ежегодно уточняются наиболее вероятные «коридоры» развития добычи угля (минимум и максимум) по всем угольным бассейнам и месторождениям по субъектам РФ и федеральным округам в прогнозный период и по ним для заданной потребности в угле формируются варианты развития добычи. При этом учитываются качественные характеристики добываемых углей, их ценовые и финансово-экономические показатели. По ним оценивается финансово-экономическая эффективность освоения конкретных месторождений в рассматриваемый период и разрабатываются сценарии развития добычи угля по бассейнам и месторождениям, субъектам РФ и отрасли в целом.

Прогнозы развития добычи угля в период до 2025 г. разработаны в рамках рассмотренных в [4—6] трёх сценариев развития ТЭК России и оптимизации роли в нём угольной промышленности. Соответствующая им динамика добычи угля представлена на рис. 10.1.

Отметим, что только в целевом сценарии предусмотрен рост в 2025 г. добычи угля (на 20,3 % от уровня 2015 г.), а в базовом и особенно в консервативном сценариях добыча угля меньше уровня 2017 г. При этом рост в целевом сценарии в основном обусловлен увеличением добычи коксующихся углей для поставок на экспорт.

Основными бассейнами и месторождениями в угольной отрасли России, по которым производился анализ и выполнены прогнозы возможного развития, стали Донецкий, Печорский, Уральские, Кузнецкий, Канско-Ачинский, остальные угли —

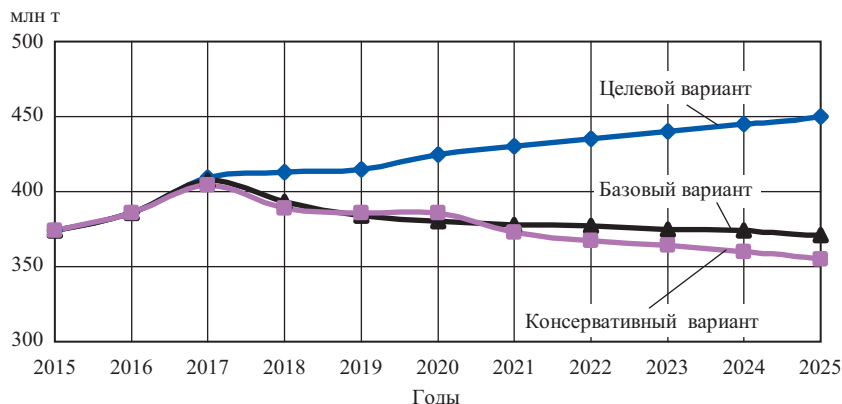


Рис. 10.1. Сценарии добычи угля по России в период до 2025 г., млн т в год [по данным ИНЭИ РАН]

Восточной Сибири, дальневосточные и прочие угли. Их развитие по рассмотренным сценариям представлено в табл. 10.1—10.3 и предусматривает рост общей добычи угля в 2015—2025 гг. с 374 до 450 млн т в целевом сценарии при её уменьшении до 371 млн т в базовом и 355 млн т в консервативном сценариях. Изменения объёмов добычи угля в 2025 г. по сравнению с уровнем 2015 г. составят, соответственно, 120, 99 и 95 %. При этом прогнозируется следующее:

1) Размеры добычи угля в Кузбассе с 216,2 млн т в 2015 г. возрастут к 2025 г. до 264 млн т в целевом сценарии при уменьшении до 206 млн т в базовом и 191 млн т в консервативном сценариях. Доля добычи кузнецких углей в общероссийском объёме добычи угля возрастет с 57,8 % в 2015 г. до 59 % (целевой), но снизится до 56 % в базовом и 54 % в консервативном сценариях.

На Дальнем Востоке ожидается основной прирост добычи угля к 2025 г.: с 40,2 млн т в 2015 г. до 55 млн т в целевом и 46 млн т в базовом и консервативном сценариях. Доля добычи дальневосточных углей в общей добыче угля в России возрастет к 2025 г. с 13,9 % в 2015 г. до 15 % в базовом и 16 % в консервативном сценариях, но снизится до 13 % в целевом сценарии.

В Восточной Сибири (включая Канско-Ачинский бассейн) рост объёмов добычи угля с 97 млн т в 2015 г. до 100 млн т по целевому сценарию и снижение до 93 млн т по базовому и консервативному сценариям к 2025 г. представляются вполне реальными. При этом доля восточносибирских углей в общероссийской добыче возрастет с 24,3 % в 2015 г. до 25 % (базовый) и 26 % (консервативный), но снизится до 22 % в целевом сценарии.

В европейской части Российской Федерации добыча угля до 2025 г. сохранится только в небольших объёмах в Донецком бассейне Ростовской области (около 5 млн т) и Печорском бассейне (от 12 до 17 млн т). Производство угля в Подмосковном бассейне в небольших объёмах (около 0,3 млн т) останется лишь до 2020 г. На Урале добыча угля закончится к 2019 г. из-за исчерпания запасов и нерентабельности разработки действующих месторождений.

В предстоящем прогнозном периоде в целом по России ожидается дальнейший рост доли добычи угля открытым способом.

Долю обогащаемого каменного энергетического угля в общем объеме его добычи в период до 2025 г. планируется увеличить до 50 %.

Таблица 10.1. Развитие добычи угля в 2015—2025 гг., млн т [по данным ИНЭИ РАН]

Добыча угля	2015 г., факт.	2016 г., факт.	2017 г., факт.	2020 г., прогноз	2025 г., прогноз
Всего	374,0	386,9	408,9	425 380 386	450 371 355
В том числе					
коксующийся	83,2	84,6	88,1	98,5 84,6 86,3	108,2 81,8 77,3
Донецкий бассейн	5,2	4,2	5,8	5,8 5,0 5,0	5,3 5,0 5,0
Уральский, всего	1,3	1,0	0,9	0	0
Печорский бассейн	14,6	10,7	9,0	15,2 14,4 14,4	16,7 12,0 11,3
Кузнецкий бассейн	216,2	227,9	241,1	251,3 216,2 222,2	264,0 206,4 191,1
Восточная Сибирь, всего	91,0	94,0	96,7	94,8 92,1 92,1	100,3 93,1 93,1
В том числе:					
Канско-Ачинский бассейн	38,2	37,4	38,3	37,0 35,0 35,0	41,0 36,0 36,0
Восточносибирские — прочие	51,8	55,5	57,4	56,6 56,0 56,0	58,1 56,0 56,0
Дальний Восток	40,2	42,3	44,1	49,2 43,9 43,9	55,0 46,1 46,1
Прочие российские	6,5	7,7	12,1	9,8 9,5 9,5	9,8 9,5 9,5

Примечание. Верхнее значение — целевой, среднее — базовый и нижнее — консервативный сценарии.

Таблица 10.2. Прогноз средних цен 1 т отгруженной продукции
(без НДС и ж-д тарифов) на период до 2025 г., долл. США 2015 г./т [по данным ИНЭИ РАН]

Бассейны и месторождения углей	2015 г., факт.	2020 г., прогноз	2025 г., прогноз
Россия	32,3	37,0 35,3 34,1	44,2 40,6 38,0
В том числе:			
коксующиеся	59,1	75,7 73,1 70,7	86,4 80,7 75,8
энергетические	24,6	25,3 24,5 23,6	30,9 29,3 27,5
Донецкий — энергетические	52,5	51,0 49,1 47,5	59,5 56,3 53,1
Печорский — энергетические (Интинский)	24,5	20,6 20,0 19,3	21,7 21,0 19,7
Печорский — коксующиеся (Воркутинский)	60,4	62,5 60,7 58,7	63,4 60,3 56,5
Кузнецкий — энергетические	27,3	26,3 25,4 24,5	33,7 31,5 29,6
Кузнецкий — коксующиеся	58,7	75,8 73,3 70,9	82,3 76,7 72,0
Канско-Ачинский	6,1	6,5 6,3 6,1	8,8 8,5 8,0
Восточносибирские — прочие (коксующиеся и энергетические)	29,7	33,5 32,5 31,4	39,6 38,4 36,3
Дальневосточные — энергетические	21,1	20,3 19,7 19,0	26,1 25,2 23,8
Дальневосточные — коксующиеся	60,0	76,4 74,2 71,8	76,4 73,1 68,6

Примечание. В верхней строке целевой, в средней — базовый, в нижней — консервативный сценарии.

Таблица 10.3. Основные финансово-экономических показатели развития угольной промышленности России в 2015—2025 гг., млрд руб. 2015 г. [по данным ИНЭИ РАН]

Показатель	Сценарий	2015 г., факт	2020 г., прогноз	2025 г., прогноз
Валовая выручка (в ценах предприятия)	Целевой Базовый Консервативный	736,8	958,6 818,1 803,6	1213 918,3 823,2
В том числе:				
экспортная	Целевой Базовый Консервативный	345,5	892,0 589,6 599,5	1357 653,4 555,9
на внутреннем рынке	Целевой Базовый Консервативный	391,3	372,4 390,7 375,4	392,9 437,3 411,6
Инвестиции в основной капитал	Целевой Базовый Консервативный	110,2	163,7 139,9 137,5	203,9 155,9 140,2
Налоги и платежи всех уровней	Целевой Базовый Консервативный	281,5	303,0 244,3 239,3	424,1 286,8 247,7
В том числе НДС	Целевой Базовый Консервативный	15,6	17,5 13,4 13,3	21,9 13,8 11,9
Вклад в ВВП	Целевой Базовый Консервативный	448,8	550,1 517,8 502,2	683,6 611,6 564,8
Рентабельность продаж	Целевой Базовый Консервативный	5,1	4,9 9,8 9,1	2,3 11,5 13,1
EBIDTA	Целевой Базовый Консервативный	168,8	157,7 197,2 188,0	145,5 238,3 239,4
Добавленная стоимость, руб/т добычи	Целевой Базовый Консервативный	447,4	581,4 719,6 681,1	576,7 875,5 893,4
Капиталоотдача	Целевой Базовый Консервативный	6,69	5,86 5,85 5,85	5,95 5,89 5,87
Фондоотдача	Целевой Базовый Консервативный	1,4	1,8 1,5 1,5	2,2 1,7 1,5
Годовая выработка на 1 работника	Целевой Базовый Консервативный	5,2	8,3 8,0 7,8	13,5 12,7 12,2

2) Базовыми для добычи угля в России останутся Кузнецкий, Канско-Ачинский и Печорский бассейны, но в период до 2025 г. значительное развитие добычи угля произойдет на новых месторождениях Восточной Сибири и Дальнего Востока: Элегестском Улуг-Хемского бассейна (Республика Тыва), Апсатском (Забайкальский край), Таймырском (Долгано-Ненецкий муниципальный район Красноярского края), Эльгинском [Республика Саха (Якутия)], Амаамском Беринговского угольного бассейна (Чукотский автономный округ). Кроме того, в случае благоприятной конъюнктуры на мировом и российском рынках может начаться разработка следующих месторождений: Межегейского Улуг-Хемского бассейна (Республика Тыва), Сейдинского и Усинского (Республика Коми), Северо-Сосьвинского (Ханты-Мансийский автономный округ), Бейского (Кирбинский и Чалпан, Республика Хакасия), чикойских углей Зашуланского месторождения (Забайкальский край), Вознесенского, Ишидейского и Головинского (Иркутская область), Денисовского, Чульмаканского [Республика Саха (Якутия)], Ерковецкого и Гаджинского (Амурская область), Адамсовского (Приморский край), Крааторовского (Камчатский край) и др. Максимальное использование потенциала производственных возможностей этих новых месторождений будет связано с темпами наращивания объёма экспорта коксующегося и энергетического углей на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

3) При благоприятном сочетании внешних и внутренних условий после 2020 г. возможен старт промышленного производства синтетической нефти. Наиболее благоприятными условиями для масштабной переработки в моторные топлива обладают угли Менчерепского месторождения в Восточном Кузбассе, а также Бородинского и Березовского месторождений в Канско-Ачинском бассейне.

4) Строительство новых и перевод действующих объектов жилищно-коммунального хозяйства на угольное топливо взамен мазута будут стимулировать региональные рынки сбыта угольной продукции и позволят сократить расходы населения на коммунальные платежи и теплоэнергию за счёт удешевления выработки тепла местными котельными.

5) Экспорт угля увеличится в целевом сценарии с 151,4 млн т в 2015 г. до 233 млн т в 2025 г. и почти вернётся к современному уровню в базовом (168 млн т) и консервативном (154 млн т) сценариях, в основном за счёт роста поставок коксующихся углей, прежде всего, в страны АТР. После 2025 г. планируется полностью прекратить импорт угля в Россию.

6) Внутреннее потребление угля в период до 2025 г. в базовом и консервативном сценариях составит 201 и 202 млн т, что меньше уровня 2015 г. (223 млн т); в целевом сценарии для внутреннего потребления в 2025 г. будет добыто около 217 млн т.

7) Среднегодовая выработка на 1 работника промышленно-производственного персонала (ППП) в угольной отрасли к 2025 г. вырастет от уровня 2015 г. в 2,6 раза по целевому, в 2,5 раза по базовому и в 2,4 раза по консервативному сценариям.

Финансово-экономические показатели развития угольной промышленности

Прогнозные варианты цен на уголь определены на основе принятых в настоящем исследовании трёх сценариев развития мировой экономики и энергетических рынков [2] и соответствующих им сценариев добычи угля. При этом существенным фактором, учитываемым в прогнозных расчётах, являлась мировая цена нефти в трех сценариях (см. рис. 10.1).

Методический подход, используемый при прогнозном обосновании цен на уголь, базирующийся на учете её зависимости от объёмов отработанных запасов угля и мировых цен нефти, предусматривает:

- установление зависимости номинальной цены угля предприятия от объёмов отрабатываемых запасов, что позволяет осуществить ее прогноз в соответствии с производственной программой развития отрасли;

- определение зависимости номинальной цены угля от номинальной цены нефти, на основе которой производится оценка прогнозных уровней номинальной цены нефти;

- сопоставление прогнозной динамики реальной цены нефти, обусловленной вариантами сценарного развития, и прогнозного уровня её номинальной цены, что позволяет проводить оценку дефляторов цен и на основе их значений осуществлять прогноз реальных цен на уголь.

Расчёты основных финансово-экономических показателей развития угольной промышленности выполнены на основе прогноза средних цен энергетических углей (в долл. США 2015 г./т без НДС и железнодорожных тарифов), в соответствии с которыми они в период до 2025 г. будут повышаться среднегодовыми темпами прироста от 1,1 % в консервативном до 1,7 % в базовом и 2,3 % в целевом сценарных вариантах (см. табл. 10.3). Повышение цен на энергетические угли объясняется как ростом затрат, обусловленных как увеличением глубины и усложнением отработки запасов, так и ростом мировых цен нефти согласно сценариям.

Средние цены коксующихся углей (в долл. США 2015 г./т) без НДС и железнодорожных тарифов в целом по угольной отрасли России будут расти до 2025 г. быстрее цен на энергетические угли — со среднегодовыми темпами 2,5 % в консервативном, 3,2 % в базовом и 3,9 % в целевом сценариях (см. табл. 10.2). Это обусловлено более значимым воздействием мировой цены нефти на цены коксующихся углей. Так, за последние 20 лет рост номинальной мировой цены на нефть на 10 долл. США/барр. вызывал повышение цен на энергетические угли всего на 2,7 долл. США/т, а на коксующиеся угли это воздействие было в 2,6 раза сильнее — прирост составил почти 7 долл. США/т.

Финансово-экономические показатели рассмотренных сценариев развития угольной промышленности (см. табл. 10.3) показывают следующее:

1. Темпы прироста валовой выручки к 2025 г. по сравнению с уровнем 2015 г. составят 65 % в целевом, 25 % в базовом и 12 % в консервативном сценариях. Основ-

ной прирост валовой выручки будет получен за счёт экспорта угля. Так, в целевом сценарии экспортная выручка увеличится более чем в 2,3 раза, а в базовом и консервативном — соответственно на 40 и 20 %. Уже к 2020 г. доля экспортной выручки в общем объёме валовой выручки составит 61 % по целевому, 52 % по базовому и 53 % по консервативному сценариям. Угольная отрасль окончательно станет экспортно-ориентированной, и к 2025 г. доля экспорта в выручке может составить около 68 % (целевой сценарий).

2. Темпы роста объёмов инвестиций в основной капитал в 2025 г. по сравнению с уровнем 2015 г. составят 185 % в целевом, 142 % в базовом и 127 % в консервативном сценариях. При этом капиталоотдача во всех вариантах после 2020 г. стабилизируется.

3. Общий объём налогов и платежей в 2025 г. по сравнению с уровнем 2015 г. возрастет в 1,5 раза по целевому, незначительно повысится (на 2 %) по базовому и снизится на 12 % по консервативному сценариям. При этом один из основных налогов — налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) — возрастет на 40 % в целевом, но снизится на 11 % в базовом и на 24 % в консервативном сценариях.

4. Рентабельность продаж угля в среднем по России с 5,1 % в 2015 г. упадет в 2020—2025 гг. до 2—5 % в целевом и возрастет до 10—12 % в базовом и 9—13 % в консервативном сценариях.

5. Показатель EBIDTA относительно уровня 2015 г. (168,8 млрд руб.) уменьшится в 2025 г. на 14 % в целевом и возрастет на 41—42 % в базовом и консервативном сценариях.

6. Добавленная стоимость на 1 т добычи в 2025 г. по сравнению с уровнем 2015 г. возрастет на 55 % в целевом, на 96 % в базовом и удвоится в консервативном сценарии.

7. Фондоотдача повысится в 1,5 раза по целевому, на 18 % по базовому и на 7 % по консервативному сценариям.

Расчёты основных финансово-экономических показателей развития угольной промышленности России на период до 2025 г. позволили сделать следующие выводы:

- несмотря на самые высокие уровни добычи угля в целевом сценарии, базовый и даже консервативный сценарии по ряду финансово-экономических показателей (рентабельность продаж, EBIDTA, чистая прибыль, добавленная стоимость) более предпочтительны для реализации: рост капитализации угольных компаний в них будет более значимым;

- базовый сценарий при незначительных отличиях по финансово-экономическим показателям от консервативного сценария является более эффективным. Для него характерны более высокие уровни производительности труда и фондоотдачи, что в большей мере соответствует целям проекта «Индустрия-4.0» в угольной промышленности. Наряду с этим базовый сценарий генерирует больше добавленной стоимости, что определяет более высокий уровень инновационного развития угольной отрасли и позволяет в прогнозном периоде не снижать размеры платежей в федеральный и региональные бюджеты.

Для решения сформулированных выше задач в период до 2025 г. потребуются:

- 1) реализация комплекса программных мер по обеспечению конкурентоспособности и сохранению экспортного потенциала отрасли в условиях неопределенности мировой ценовой конъюнктуры;
- 2) разработка и переход к использованию прогрессивных технологий добычи угля — циклично-поточных, поточных, роботизированных и других в рамках реализации проекта «Индустрия-4.0»;
- 3) внедрение и использование прогрессивных технологических и технических решений в области добычи и переработки угля, включая дальнейшее развитие инновационных проектов «Умная шахта» и «Умный разрез»;
- 4) оснащение шахт и разрезов современным добычным, проходческим и транспортным оборудованием, отвечающим мировым стандартам и обеспечивающим повышение надежности и значительный рост производительности труда;
- 5) разработка новых технологий и оборудования для эффективной дегазации угольных пластов, оборудования и средств защиты от взрыва метана и угольной пыли;
- 6) реализация «пилотных» проектов на базе российских технологий глубокой переработки угля и добычи шахтного метана;
- 7) увеличение объёмов обогащения угля; применение эффективных технологий в области обогащения, обеспечивающих повышение качества добываемого угля; разработка и реализация «пилотных» проектов в области глубокой переработки угля;
- 8) продолжение создания производственных угольно-энергетических и горно-металлургических кластеров на базе инновационных технологий комплексного использования угольных ресурсов;
- 9) организация на основе кластерного подхода «пилотных» проектов по комплексному использованию угля и сопутствующих ресурсов его добычи;
- 10) предоставление субсидий бюджетам субъектов РФ на цели реализации мероприятий, предусмотренных программами развития инновационных территориальных кластеров в рамках федеральных целевых и государственных программ;
- 11) снижение аварийности и травматизма на угледобывающих предприятиях;
- 12) обеспечение финансирования разведки угольных ресурсов в освоенных бассейнах, где возможен открытый способ добычи, а также на новых площадях в Сибирском и Дальневосточном ФО в рамках государственной программы Российской Федерации «Воспроизводство и использование природных ресурсов»;
- 13) строительство необходимой портовой инфраструктуры и модернизация действующих портов (Восточный, Ванино, Усть-Луга, Мурманск и др.), а также строительство новых портов с высокопроизводительными угольными терминалами, в том числе в районе Амаамской бухты в Чукотском автономном округе.

При реализации этих мер средние значения цен на отгруженную продукцию (без НДС и железнодорожных тарифов) в период до 2025 г. могут соответствовать приведенным в табл. 10.2.

Заключение

Приведенные в настоящей статье актуализированные прогнозы развития добычи угля в России на период до 2025 г. разработаны в ИНЭИ РАН в соответствии с тремя сценариями социально-экономического развития страны, представленными в 2017 г. МЭР.

Сформулированы стратегические цели развития угольной промышленности России на период до 2025 г. и системные задачи, которые необходимо решить для смягчения влияния ряда факторов, негативное воздействие которых может усилиться в посткризисном периоде.

Осуществлена количественная оценка возможных объёмов добычи угля в России в условиях изменений на внешнем и внутреннем рынках в посткризисном периоде. Дана оценка пространственного развития угольной промышленности по регионам и бассейнам России в период до 2025 г., соответствующая принятым сценарным условиям развития экономики страны.

Установлено, что в период до 2025 г. темпы роста (падения) объёмов добычи угля к 2025 г. по сравнению с уровнем 2015 г. составят соответственно 120,3 % (целевой сценарий), 99,2 % (базовый сценарий) и 94,9 % (консервативный сценарий).

Рост объёмов добычи угля в России в период до 2025 г. возможен только на востоке страны — в Западной и Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. В европейской части Российской Федерации добыча угля до 2025 г. сохранится преимущественно в небольших объёмах в Донецком бассейне Ростовской области (около 5 млн т) и в Печорском бассейне (от 12,4 до 16,7 млн т). Добыча угля в Подмосковном бассейне в небольших объёмах (около 0,3 млн т) будет осуществляться лишь до 2020 г. На Урале из-за исчерпания запасов и нерентабельности действующих угольных месторождений их разработка, вероятнее всего, прекратится в 2019 г.

Рост объёмов добычи угля в России возможен за счёт освоения новых перспективных месторождений и бассейнов, приведенных в настоящей статье. Максимальное использование потенциала производственных возможностей новых месторождений будет связано с наращиванием объёмов экспорта угля (в том числе значительными темпами коксующегося угля) на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

Представленные в статье результаты финансово-экономических показателей дают возможность оценить эффективность работы отрасли в конкретных прогнозных условиях. При этом вне зависимости от этих внешних условий в предстоящем периоде на развитие угольной отрасли будут оказывать существенное влияние новые технологии, внедряемые в различных секторах экономики. Они будут не только требовать технологического переоснащения отрасли, но и существенным образом приведут к пересмотру объёмов поставок угля и его цен на российском и внешнем рынках. В целом представленные расчёты позволяют сформулировать широкий диапазон возможного развития угольной промышленности в предстоящем прогнозном периоде. Расчёты показали, что ставка на высокий уровень развития экспорта угля возможна лишь в благоприятных условиях, представленных в целевом сце-

нарии развития экономики страны. Но даже в этих условиях без технологической модернизации отрасли улучшение базовых финансово-экономических показателей работы отрасли может стать проблемным. Вероятнее всего, в ближайшем прогнозном периоде будет реализовываться вариант, приближенный к базовому сценарию. Он является достаточно «сбалансированным» как по обеспечению роста капитализации угольных компаний, так и по достигаемым показателям работы отрасли на внешнем и внутреннем рынках. Полученные результаты расчётов дают возможность для государственного регулятора оценить будущий «вклад» развития угольной отрасли в экономику России, а угольному бизнесу, основываясь на сопоставлении заявляемых показателей развития с расчётными отраслевыми, сформировать выводы о дальнейшем потенциале развития угольных компаний.

Список литературы

1. **Плаkitкина Л.С., Плаkitкин Ю.А.** Угольная промышленность мира и России: анализ, тенденции и перспективы развития. М.: ИНЭИ, 2017. 373 с.: ил. 99.
2. **Плаkitкина Ю.А., Плаkitкин Л.С.** Мировой инновационный проект «Индустрия-4.0» — возможности применения в угольной отрасли России. 1. Программа «Индустрия-4.0» — новые подходы и решения // Уголь. 2017. № 10. С. 44—50.
3. **Плаkitкина Ю.А., Плаkitкин Л.С.** Мировой инновационный проект «Индустрия-4.0» — возможности применения в угольной отрасли России. 2. Что «требуется» от угольной отрасли четвертая промышленная революция? // Уголь. 2017. № 11. С. 46—53.
4. **Макаров А.А.** Посткризисное развитие топливно-энергетического комплекса России // Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию: сб. / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
5. **Направления** адаптации мировой энергетики к новым рыночным условиям / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой и В.А. Кулагина. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
6. **Плаkitкина Л.С., Плаkitкин Ю.А.** Новые сценарии развития экономики России: актуализированные прогнозы развития добычи угля в период до 2025 года // Уголь. 2018. № 5. С. 66—72.